

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



**TRABAJO FIN DE GRADO**

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**METODOLOGÍA DE LA CNMC PARA EL CÁLCULO DE  
LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE  
TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD**

Autor: Alí Heroabadi Pérez

Tutor: Fernando Soto Martos

Leganés, junio de 2015



## AGRADECIMIENTOS

La finalización de este Trabajo de Fin de Grado representa la consecución de un camino académico y vital que ha sido largo pero profundamente fértil. Me he atrevido a saber, como reza la máxima latina (*“Sapere Aude”*), esa labor interminable que mantiene al hombre despierto.

Me he atrevido a saber y he aprendido cómo hacerlo, pues una de las valiosas cualidades que esta carrera me ha aportado es el desarrollo de la capacidad de aprendizaje. Durante mis estudios, he asimilado conocimientos y habilidades para plantear problemas con rigor, buscar herramientas para resolverlos y entender los límites de validez de las soluciones obtenidas.

Ha sido una fortuna poder realizar y culminar los estudios que quería emprender. Por ello, quiero transmitir un enorme agradecimiento a mis padres por sus esfuerzos para hacerlo posible y por el apoyo recibido. También, a mi familia por el aliento que me han transmitido siempre y a mis abuelos Julio y Sadi, que siempre estarán presentes en mi ánimo.

Quiero agradecer a mi tutor Fernando Soto Martos que depositara su confianza en mí para realizar el presente TFG y su dedicación vocacional. También, que me haya transmitido siempre la importancia del sentido del rigor y del pensamiento crítico.

Así mismo, debo mencionar la excelencia de los documentos redactados por la CNMC que han facilitado mi labor de investigación. Además, la positiva sorpresa que me produjo que, cuando me encontraba anclado en una duda clave y me dirigí vía correo electrónico a la CNMC, me la resolvieran con amabilidad y claridad.

Por último, gracias a todas las personas que acompañan mis días, el principal tesoro que me llevo de esta universidad es la tropa de amigos con los que cada día desde hace media década aprendo y río.

Gracias.

Alí Heroabadi Pérez

## ÍNDICE

|   |           |
|---|-----------|
| <b>GLOSARIO DE TÉRMINOS .....</b>   | <b>12</b> |
| Definiciones [2] .....  | 12        |
| Acrónimos .....   | 13        |
| <b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN AL TRABAJO DE FIN DE GRADO .....</b>  | <b>14</b> |
| 1.1. Planteamiento del TFG .....  | 14        |
| 1.2. Objetivos del TFG .....  | 15        |
| 1.3. Estructura temática del TFG.....   | 15        |
| <b>CAPÍTULO 2. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS Y<br/>CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....</b>  | <b>17</b> |
| 2.1. Sistemas eléctricos .....  | 17        |
| 2.2. Estructura de los sistemas eléctricos y caracterización del sistema eléctrico español ...  | 18        |
| 2.2.1. Generación .....   | 18        |
| 2.2.2. Transporte.....  | 21        |
| 2.2.3. Distribución .....   | 23        |
| 2.2.4. Comercialización .....   | 24        |
| 2.3 Liberalización del mercado eléctrico español .....  | 25        |
| 2.3.1. Directivas europeas para el mercado interior de la electricidad .....  | 25        |
| 2.3.2. Ley 54/97 del Sector Eléctrico.....  | 26        |
| <b>CAPÍTULO 3. TARIFA ELÉCTRICA DE LA LEY 24/2013 DEL SECTOR ELÉCTRICO<br/>ESPAÑOL.....</b>   | <b>27</b> |
| 3.1. Cambios introducidos por la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico .....   | 27        |
| 3.2. Estructura retributiva de la tarifa eléctrica de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico .....   | 28        |
| <b>CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA DE LA CNMC PARA EL<br/>CÁLCULO DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN .....</b>   | <b>30</b> |
| 4.1. Listado local de términos .....  | 30        |
| 4.2. Introducción a la metodología de la CNMC .....   | 32        |
| 4.3. Principios tarifarios de la metodología .....  | 36        |
| 4.4. Peajes de acceso a las redes transporte y distribución.....  | 37        |
| 4.4.1. Peajes de transporte y distribución de aplicación a los productores de energía<br>eléctrica, a las centrales de bombeo y a importaciones de energía de países terceros no<br>miembros de la UE. .... | 37        |
| 4.4.2. Peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores .....   | 39        |
| <b>CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA CNMC .....</b>  | <b>47</b> |
| 5.1. Determinación de costes de transporte y distribución.....  | 49        |

|  |            |
|--|------------|
| 5.2. Asignación de los costes de transporte y distribución que se recuperan con cargo a los términos de potencia .....   | 60         |
| 5.3. Cálculo de los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores .....  | 64         |
| 5.4. Asignación de los costes de transporte y distribución que se deben recuperar con cargo a los términos de energía de los peajes de consumidores y cálculo de los mismos..... | 65         |
| <b>CAPÍTULO 6. CASO PRÁCTICO: CÁLCULO DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN PARA EL EJERCICIO DE 2014.....</b>  | <b>66</b>  |
| 6.1. Determinación de los ingresos por peajes a los productores de energía para el ejercicio de 2014.....  | 69         |
| 6.2. Determinación de los costes de redes a asignar a los peajes de transporte y distribución de los consumidores para el ejercicio de 2014 .....                                | 71         |
| 6.3. Desglose de los costes de transporte y distribución por NT y asignación de la cuantía a recuperar con cargo a los términos de potencia y energía.....                       | 73         |
| 6.4. Asignación de los costes de transporte y distribución a los términos de potencia contratada de los peajes de los consumidores .....   | 74         |
| 6.5. Cálculo de los términos de potencia contratada de los peajes de los consumidores .....  | 79         |
| 6.6. Asignación de los costes de transporte y distribución a los términos de energía consumida de los peajes de los consumidores .....   | 86         |
| 6.7. Cálculo de los términos de energía consumida de los peajes de los consumidores.....   | 91         |
| <b>CAPÍTULO 7. MANUAL DE INSTRUCCIONES DE LA APLICACIÓN INFORMÁTICA PARA EL CÁLCULO DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN CONFORME A LA METODOLOGÍA DE LA CNMC .....</b>    | <b>93</b>  |
| 7.1. Algoritmo del cálculo anual de los peajes de transporte y distribución del sistema eléctrico peninsular español, según la metodología de cálculo de la CNMC.....            | 95         |
| 7.2. Explicaciones sobre la navegación por la aplicación informática .....   | 96         |
| 7.2.1. Diferenciación cromática de los recuadros de las variables según su procedencia .   | 96         |
| 7.2.2. Importación de datos en los submenús de la aplicación informática.....  | 98         |
| 7.3 Instrucciones de uso de la aplicación informática para cada submenú.....   | 99         |
| 7.3.1. Submenú 1. Cálculo de los costes de transporte y distribución .....   | 99         |
| 7.3.2. Submenú 2. Costes por NT y su asignación a los términos de potencia y energía .   | 101        |
| 7.3.3. Submenú 3. Discriminación horaria de los costes de transporte y distribución.....   | 103        |
| 7.3.4. Submenú 4. Criterio de causalidad .....   | 105        |
| 7.3.5. Submenú final. Peajes resultantes de las redes de transporte y distribución .....   | 109        |
| 7.3.6. Informe de peajes resultantes de las redes de transporte y distribución .....   | 111        |
| <b>CAPÍTULO 8. CASOS DE ESTUDIO .....</b>  | <b>112</b> |
| 8.1. Caso de estudio 1: Cálculo de los peajes de 2014 considerando 876 horas punta según el calendario de la Circular 3/2014 .....   | 112        |

|   |            |
|---|------------|
| 8.2. Caso de estudio 3: Previsión de peajes de 2015 .....         | 113        |
| <b>CAPÍTULO 9. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DEL TFG.....</b>         | <b>115</b> |
| <b>CAPÍTULO 10. PRESUPUESTO DEL TFG .....</b>                     | <b>117</b> |
| <b>CAPÍTULO 11. CONCLUSIONES DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO.....</b> | <b>118</b> |
| 11.1. Conclusiones técnicas .....                                 | 118        |
| 11.2. Conclusiones personales .....                               | 118        |
| <b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>                           | <b>119</b> |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|  |     |
|--|-----|
| Figura 1. Evolución de la potencia instalada por tecnología en el sistema peninsular español.<br>Fuente: REE. ....   | 20  |
| Figura 2. Esquema del sistema eléctrico que muestra las etapas de generación, transporte y<br>distribución. Fuente: REE [34]. ....                                       | 21  |
| Figura 3. Evolución de los kilómetros de la red de transporte peninsular y no peninsular.<br>Fuente: REE [14]. ....  | 22  |
| Figura 4. Evolución del número de posiciones de subestaciones de transformación de la red de<br>transporte peninsular y no peninsular. Fuente: REE [14]. ....            | 22  |
| Figura 5. Demanda de energía eléctrica en tiempo real día 4/6/15 a las 19:30. Fuente: REE [15].<br>.....   | 23  |
| Figura 6. Curva monótona de carga en España durante el 2013 (línea azul). Fuente: REE [24].  | 31  |
| Figura 7. Curva de demanda horaria del día 14/12/2014 a las 15:55 prevista (verde), programada<br>(roja) y real (amarilla). Fuente REE [15]. ....                        | 31  |
| Figura 8. Modelo Simplificado de Red empleado por la metodología. Fuente: CNMC [2]. ....   | 33  |
| Figura 9. Estimación de la energía vertida a la red de distribución procedente de centrales<br>renovables, de cogeneración y de residuos en 2014. Fuente: CNMC [3]. .... | 70  |
| Figura 10. Distribución porcentual por periodo horario para 1500 horas punta según los<br>calendarios vigentes. Elaboración propia. Fuente: [6]. ....                    | 76  |
| Figura 11. Distribución porcentual por periodo horario para 1500 horas punta según los<br>calendarios vigentes. Elaboración propia. Fuente: [6]. ....                    | 77  |
| Figura 12. Detalle de los submenús de importación de datos del menú principal de la aplicación<br>informática. Fuente: [6]. ....   | 94  |
| Figura 13. Detalle del submenú resultado final del menú principal de la aplicación informática.<br>Fuente: [6]. ....   | 94  |
| Figura 14. Figura del submenú 2 de costes por nivel de tensión y su asignación a términos de<br>potencia y energía. Fuente: [6]. ....                                    | 97  |
| Figura 15. Formulario para rellenar el escandallo de costes de transporte del submenú 1 de la<br>aplicación. Fuente: [6]. ....   | 100 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 16. Formulario para rellenar el escandallo de costes de distribución del submenú 1 de la aplicación. Fuente: [6].   | 101 |
| Figura 17. Formulario de porcentajes de reparto de costes de distribución por niveles de tensión tarifarios. Fuente: [6].  | 102 |
| Figura 18. Formulario de porcentajes asignación de costes a recuperar con cargo al término de potencia y con cargo al término de energía. Fuente: [6].                               | 103 |
| Figura 19. Formulario de discriminación horaria en la pestaña para introducir H y en la pestaña para introducir periodos horarios de NT4, análoga al resto de pestañas. Fuente: [6]. | 104 |
| Figura 20. Formulario de potencias contratadas por niveles de tensión y periodo horario. Fuente: [6].  | 105 |
| Figura 21. Formulario flujos de potencia por niveles de tensión y periodo horario. Fuente: [6].  | 106 |
| Figura 22. Formulario energía consumida por niveles de tensión y periodo horario. Fuente: [6].   | 107 |
| Figura 23. Formulario flujos de energía por niveles de tensión y periodo horario. Fuente: [6].   | 108 |
| Figura 24. Formulario de potencia contratada prevista por periodo horario de cada nivel de tensión. Fuente: [6].   | 109 |
| Figura 25. Formulario de energía consumida prevista por periodo horario de cada nivel de tensión. Fuente: [6].   | 110 |
| Figura 26. Términos unitarios de potencia de los peajes de transporte y distribución con datos del ejercicio de 2014 visualizados en la aplicación. Fuente: [6].                     | 110 |
| Figura 27. Detalle del apartado de Informe de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución. Fuente: [6].  | 111 |
| Figura 28. Detalle de pestaña de inicio cuando se ha abierto el informe de peajes. Fuente: [6].  | 111 |
| Figura 29. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de 2014 para H=873 horas calculados con la aplicación informática. Fuente: [6].                           | 112 |
| Figura 30. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de 2014 para H=873 horas calculados con la aplicación informática. Fuente: [6].                           | 113 |
| Figura 31. Previsión de términos de potencia de los peajes de transporte y distribución para el ejercicio de 2015 calculados con la aplicación informática. Fuente: [6].             | 114 |
| Figura 32. Previsión de términos de energía de los peajes de transporte y distribución para el ejercicio de 2015 calculados con la aplicación informática. Fuente: [6].              | 114 |
| Figura 33. Diagrama de Gantt del cronograma de actividades del TFG. Fuente: [6].   | 116 |

## ÍNDICE DE TABLAS

|  |    |
|--|----|
| Tabla 1. Cobertura de la demanda y potencia instalada por tecnologías el 31 de diciembre de 2014. Fuente: REE [12].  | 20 |
| Tabla 2. Intervalos de los Niveles de Tensión. Fuente: CNMC [2] [6].   | 39 |
| Tabla 3. Peajes de aplicación a los consumidores de Baja Tensión. Fuente: CNMC [2] [6].  | 40 |
| Tabla 4. Peajes de aplicación a los consumidores de Alta Tensión y exportaciones. Fuente: CNMC [2] [6].  | 41 |
| Tabla 5. Horarios de discriminación horaria en 2 periodos. Fuente: CNMC [2].   | 42 |
| Tabla 6. Horarios de discriminación horaria en 3 periodos. Fuente: CNMC [2].   | 42 |
| Tabla 7. Calendario de temporadas eléctricas por territorio para discriminación horaria en 6 periodos. Fuente: CNMC [2] [6].   | 43 |
| Tabla 8. Tipos de días para discriminación horaria en 6 periodos. Fuente: CNMC [2] [6].  | 44 |
| Tabla 9. Definición de los periodos horarios para 6 periodos. Fuente: CNMC [2].  | 44 |
| Tabla 10. Horarios de discriminación horaria en 6 periodos. Fuente: CNMC [2].  | 44 |
| Tabla 11. Horario cromático de discriminación horaria en 6 periodos para el Sistema Peninsular e Insular. Fuente: CNMC [2] [6].  | 45 |
| Tabla 12. Horarios de discriminación horaria en 6 periodos. Fuente: Circular de la CNMC.   | 46 |
| Tabla 13. Porcentaje de costes de redes de distribución asignados a cada NT. Fuente: Anexo I de la Circular3/2014 de   | 57 |
| Tabla 14. Porcentajes de costes a recuperar con cargo a los términos de potencia y energía. Fuente: Anexo I de la Circular 3/2014 de la CNMC.                              | 59 |
| Tabla 15. Previsión ingresos de peajes a generadores. Fuente: CNMC [3].  | 69 |
| Tabla 16. Energía vertida a la red por centrales renovables y de cogeneración desagregada entre transporte y distribución para 2012. Elaboración propia. Fuente: CNMC [3]. | 69 |
| Tabla 17. Porcentajes de reparto de ingresos por peajes a productores entre transporte y distribución. Fuente: CNMC [3].   | 70 |
| Tabla 18. Ingresos por peajes a productores diferenciados entre transporte y distribución. Fuente: CNMC [3].   | 70 |
| Tabla 19. Escandallo costes redes de transporte para 2014. Fuente: CNMC, Ministerio IET [3] [27].  | 71 |
| Tabla 20. Escandallo costes redes de transporte para 2014. Fuente: CNMC, Ministerio IET [3] [27].  | 72 |
| Tabla 21. Coste de redes de transporte/NT4 resultante del escandallo de 2014. Fuente: [6].   | 73 |
| Tabla 22. Coste de redes de distribución desglosado por NT para 2014. Fuente: CNMC [2], [6].   | 73 |
| Tabla 23. Asignación de coste de redes por NT a recuperar con cargo a los términos de potencia. Fuente: CNMC [2], [6].   | 73 |



|  |    |
|--|----|
| Tabla 24. Asignación de coste de redes por NT a recuperar con cargo a los términos de energía.<br>Fuente: CNMC [2], [6].   | 74 |
| Tabla 25. Participación en horas de cada periodo horario por NT para H=1500, según los<br>calendarios vigentes Fuente: CNMC [3].   | 75 |
| Tabla 26. Distribución por periodo horario de 1500 horas punta según los calendarios vigentes.<br>Fuente: [6].   | 75 |
| Tabla 27. Participación en horas de cada periodo horario por NT para H=1500 horas punta<br>según el calendario de la Circular 3/2014. Fuente: CNMC [3].  | 76 |
| Tabla 28. Distribución por periodo horario de 1500 horas según el calendario de la Circular<br>3/2014. Fuente: [6].  | 77 |
| Tabla 29. Costes de transporte y distribución por periodo horario de cada NT según el<br>calendario de la Circular 3/2014 para H=1500. Fuente: [6].  | 78 |
| Tabla 30. Potencia contratada de cada nivel de tensión por periodo horario según el calendario<br>de la Circular 3/2014. Fuente: CNMC [3].   | 79 |
| Tabla 31. Flujos de potencia que circula del nivel de tensión i al nivel de tensión j para cada<br>nivel de tensión según el calendario de la Circular 3/2014. Fuente: CNMC [3].   | 80 |
| Tabla 32. Matriz de coeficientes de reparto de costes por criterio de causalidad de los costes de<br>redes a recuperar con cargo a los términos de potencia de los peajes a consumidores, según<br>el calendario de la Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fuente: [6].                   | 80 |
| Tabla 33. Costes de transporte y distribución de cada NT por periodo horario, atribuidos al<br>propio NT y a los NT superiores por participación en su coste, a recuperar con cargo al<br>término de potencia, según calendario de la Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fuente:<br>[6]. | 81 |
| Tabla 34. Costes de redes de cada NT por periodo horario imputado del coste del propio nivel<br>de tensión ( $i = j$ ) y de niveles de tensión superiores ( $j > i$ ), según calendario de la Circular<br>3/2014 para el ejercicio de 2014. Fuente: [6].                                   | 82 |
| Tabla 35. Costes finales de redes de cada NT por periodo horario a recuperar con cargo al<br>término de potencia, según calendario Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fuente: [6].   | 83 |
| Tabla 36. Potencia contratada prevista de cada NT por periodo horario para ejercicio 2014.<br>Fuente: CNMC [3].  | 83 |
| Tabla 37. Término de potencia por NT, discriminado en seis periodos horarios, de los peajes de<br>transporte y distribución de aplicación a los consumidores, según calendario de la Circular<br>3/2014 para ejercicio 2014 [6].   | 84 |
| Tabla 38. Términos de potencia en seis periodos de consumidores de BT, según calendario de<br>Circular 3/2014 para ejercicio de 2014. Fuente: [6].   | 84 |
| Tabla 39. Coeficientes de conversión de seis a tres periodos del coste de redes a recuperar con<br>cargo al término de potencia del peaje 3.0 TD, según el calendario de la Circular 3/2014<br>para el ejercicio de 2014. Fuente: CNMC [3].  | 85 |
| Tabla 40. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores<br>BT convertidos a sus respectivas discriminaciones horarias, según calendario de la<br>Circular 3 /2014 para el ejercicio de 2014. Fuente: [6].  | 85 |

|  |     |
|--|-----|
| Tabla 41. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, según el calendario de la Circular 3/2014 para el ejercicio 2014. Fuente: [6].   | 85  |
| Tabla 42. Costes de transporte y distribución por periodo horario de cada NT que se deben recuperar con el término de energía según el calendario de la Circular 3/2014 para H=1500. Fuente: [6].  | 86  |
| Tabla 43. <sup>1</sup> Energía consumida de cada nivel de tensión tarifario por periodo horario según el calendario de la Circular 3/2014. Fuente: CNMC [3].   | 87  |
| Tabla 44. IFlujos de energía que circula del nivel de tensión i al nivel de tensión j por periodo horario según el calendario de la Circular 3/2014. Fuente: CNMC [3].   | 87  |
| Tabla 45. Matriz de coeficientes de reparto de costes por criterio de causalidad de los costes de redes a recuperar con cargo a los términos de energía de los peajes a consumidores, según el calendario de la Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fuente: [6].      | 88  |
| Tabla 46. Costes de transporte y distribución de cada NT por periodo horario, atribuidos al propio NT y a los NT superiores por participación en su coste, a recuperar con cargo al término de energía, según calendario de la Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fu | 89  |
| Tabla 47. Costes de redes de cada NT por periodo horario imputado del coste del propio nivel de tensión ( $i = j$ ) y de niveles de tensión superiores ( $j > i$ ), según calendario de la Circular 3/2014 para ejercicio 2014 Fuente: [6].                            | 90  |
| Tabla 48. Costes finales de redes de cada NT por periodo horario a recuperar con cargo al término de energía, según calendario Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fuente: [6].   | 90  |
| Tabla 49. Energía consumida prevista de cada NT por periodo horario para ejercicio 2014 según el calendario de la Circular 3/2014. Fuente: CNMC [3].   | 91  |
| Tabla 50. Término de energía por NT, discriminado en seis periodos horarios, de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, según calendario de la Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fuente: [6].                                     | 91  |
| Tabla 51. Coeficientes de conversión de seis a tres periodos del coste de redes a recuperar con cargo al término de energía de los peajes 2.02TD, 2.03TD y 3.0TD, según el calendario de la Circular 3/2014 para el ejercicio de 2014. Fuente: CNMC [3].               | 92  |
| Tabla 52. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, según el calendario de la Circular 3/2014 para el ejercicio 2014. Fuente: [6].  | 92  |
| Tabla 53. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, según el calendario de la Circular 3/2014 para el ejercicio 2014. Fuente: [6].  | 96  |
| Tabla 54. Distribución por periodo horario de 876 horas según el calendario de la Circular 3/2014. Fuente: [3].  | 112 |
| Tabla 55. Potencia contratada de los 12 meses anteriores al 15 de enero por periodo horario de cada nivel de tensión. Fuente: [35], [6].   | 113 |
| Tabla 56. Costes de transporte previstos para el ejercicio de 2015. Fuente: [35].  | 113 |
| Tabla 57. Costes de distribución previstos para el ejercicio de 2015. Fuente: [36].  | 114 |

|  |     |
|--|-----|
| Tabla 58. Desglose de actividades del Trabajo de Fin de Grado. Fuente: [6].                | 115 |
| Tabla 59. Desglose horario por actividades de las horas de trabajo del autor. Fuente: [6]. | 115 |
| Tabla 60. Coste total de recursos humanos. Fuente: [6].                                    | 117 |
| Tabla 61. Costes de TFG por concepto de coste y cálculo del coste total. Fuente: [6].      | 117 |

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

### Definiciones [2]

Sistema eléctrico: Conjunto de instalaciones necesarias para el suministro eléctrico, compuesto por las instalaciones de generación eléctrica, transporte y distribución.

Grupo tarifario: Grupo de suministros con las mismas características de conexión, a un mismo nivel de tensión y con una misma discriminación horaria.

Niveles de tensión tarifarios: Niveles de tensión que definen cada peaje de transporte y distribución. Estos son: NT0 (NT<1 kV), NT1 (de 1 kV a 36 kV), NT2 (de 36 kV a 72,5 kV), NT3 (de 72,5 kV a 145 kV) y NT4 (NT>145 kV).

Discriminación horaria: Diferenciación de las horas del año en periodos horarios de cada peaje de transporte y distribución. Si no existe discriminación horaria, hay un único periodo horario. Cuando existe, puede ser de dos periodos (punta y valle), de tres periodos (punta, llano y valle) o de seis periodos (de P1 a P6, siendo P1 el periodo de punta y P6 el de valle).

Período horario: Grupo de horas del año con las mismas características a efectos de discriminación horaria de los peajes de transporte y distribución.

Términos de facturación: Términos de potencia y energía en cada periodo horario de cada nivel de tensión.

Demanda en barras de central (b.c.): Energía inyectada en la red procedente de las centrales de generación y las importaciones de energía, sin contar los consumos en bombeo y en las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo hay que restar las pérdidas originadas en las redes de transporte y distribución.

Monótona de sistema: Demanda horaria en barra central ordenada de mayor a menor potencia para todas las horas de un periodo temporal, típicamente un año.

Curva de carga del sistema: Demanda horaria en barras de central para el sistema eléctrico en un periodo temporal, por ejemplo, un año, una estación concreta o un día.

Curva de carga de un colectivo de consumidores: Potencia horaria demandada por un colectivo de consumidores durante un periodo, por ejemplo, un año.

Consumos propios de generación: Energía consumida por los elementos auxiliares de las centrales eléctricas, que son necesarios para el funcionamiento de las instalaciones de generación. Incluyen:

-Servicios auxiliares: Suministros de energía requeridos para alcanzar cualquier régimen de funcionamiento de la central: carga, arranque, parada y emergencias.

-Suministro a equipamientos y accionamientos eléctricos propios de los procesos necesarios para la central pero paralelos a la generación: el alumbrado de la central, la alimentación de los sistemas de control y telecomunicaciones, etc.

### **Acrónimos**

CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

REE: Red Eléctrica Española.

CNE: Comisión Nacional de la Energía.

TSO: Transmission System Operator.

OS: Operador del Sistema.

ACER: Agencia Europea de Cooperación de los Reguladores de la Energía.

BT: Baja Tensión.

AT: Alta Tensión.

# **CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN AL TRABAJO DE FIN DE GRADO**

## **1.1. Planteamiento del TFG**

El presente Trabajo de Fin de Grado se orienta a la realización de un análisis crítico y una exposición clara y detallada de la “Metodología de la CNMC para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de la electricidad” en el sistema eléctrico español.

El proceso de liberalización del mercado eléctrico, que en España comienza con la implantación de la Ley 54/97 del Sector Eléctrico, contempla reducir la intervención estatal a un control regulatorio estratégico de las actividades eléctricas de transporte y distribución, con el objetivo de favorecer e incentivar la libre competencia en el mismo. Por consiguiente, el transporte y la distribución de energía eléctrica son actividades reguladas que se desarrollan en un marco retributivo establecido por la Administración General del Estado [1].

Los peajes eléctricos de acceso a las redes eléctricas de transporte y distribución son una parte clave de la regulación de estas actividades del sistema eléctrico. Se definen para obtener unos ingresos que permitan la cobertura completa de los costes de las redes de transporte y distribución, para cada ejercicio del sistema eléctrico español [2].

Por tanto, es necesario un método de cálculo de los peajes de transporte y distribución que a partir de una previsión de costes precisa, ajuste el reparto de los mismos de manera suficiente, eficiente, transparente y objetiva. El diseño de la metodología de cálculo debe además incidir, mediante señales de precio, en los factores que inducen al coste de las redes como instrumento de adaptación de la demanda a un modelo de consumo más eficiente [2] [3].

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), tiene entre sus competencias energéticas la de elaborar esta metodología de cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de la electricidad [4].

La Circular 3/2014, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución de la electricidad, junto con su memoria, son los dos documentos de referencia para comprender el proceso de cálculo de los peajes de transporte y distribución que ha planteado la CNMC, que son el foco de análisis del presente TFG.

## 1.2. Objetivos del TFG

El objetivo principal del presente TFG es analizar y explicar de manera sistemática y crítica la metodología de la CNMC para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución. Se pretende realizar una descripción exacta del proceso de cálculo, pero también señalar los factores físicos y económicos que justifican la constitución de cada una de sus etapas de cálculo.

Así mismo, se realizará un caso práctico del cálculo de los peajes de transporte y distribución para el ejercicio de 2014 con los datos publicados por la CNMC para ilustrar el proceso de cálculo.

Por último, un objetivo complementario para el TFG es diseñar una herramienta informática que realice el cálculo de los peajes de transporte y distribución, para cualquier ejercicio, a partir de la introducción de las variables de entrada que requiere la metodología de cálculo de la CNMC.

## 1.3. Estructura temática del TFG

El presente TFG está estructurado temáticamente como un enfoque hacia el tema principal. El sector eléctrico español es una realidad compleja con dimensiones económicas, tecnológicas y legales concretas. Por lo que contextualizar el tema de estudio, en primer lugar, en el sistema eléctrico español y, en segundo lugar, en la tarifa eléctrica actual (establecida por la Ley 24/2013 del Sector eléctrico) es una cuestión importante que se ha llevado a cabo en los capítulos 2 y 3.

El TFG está compuesto por el glosario de términos, once capítulos y las referencias bibliográficas. Cada uno de los capítulos que componen el TFG, junto a una breve descripción, se exponen a continuación:

- *Capítulo 1. Introducción al Trabajo de Fin de Grado:* breve planteamiento de los objetivos del TFG y de su estructura temática.
- *Capítulo 2. Sistema eléctrico español:* elementos que lo componen, sus características y el proceso de liberalización que se ha producido en el sector eléctrico español.
- *Capítulo 3. Tarifa eléctrica de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico:* descripción de cada uno de los conceptos de coste (peajes de acceso y cargos) incluidos en la tarifa eléctrica según la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.
- *Capítulo 4. Análisis de la Metodología de cálculo de la CNMC:* estudio de la metodología de cálculo de la CNMC y explicación de los fundamentos en los que se basa cada una de sus etapas.

- *Capítulo 5. Metodología de cálculo de la CNMC.* Explicación del cálculo analítico que se debe aplicar en cada una de las etapas de cálculo.
- *Capítulo 6. Caso práctico: cálculo de los peajes de transporte y distribución para el ejercicio de 2014 aplicando la metodología de la CNMC.*
- *Capítulo 7. Manual de instrucciones de la aplicación informática para el cálculo de los peajes de transporte y distribución conforme a la metodología de la CNMC:* guía de usuario de la herramienta informática desarrollada.
- *Capítulo 8. Casos de estudio:* presentación de un conjunto de casos analizados con la herramienta.
- *Capítulo 9. Cronograma de actividades:* cronograma que representa el tiempo dedicado a cada una de las actividades necesarias para la elaboración del TFG.
- *Capítulo 10. Presupuesto del proyecto:* enumeración de los conceptos de coste que componen el presupuesto y cálculo de cada uno de ellos.
- *Capítulo 11. Conclusiones del Trabajo de Fin de Grado:* ejercicio de análisis crítico del conjunto del TFG elaborado y exposición de las conclusiones técnicas y personales alcanzadas.



## **CAPÍTULO 2. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS Y CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL**

### **2.1. Sistemas eléctricos**

*Definición:* el sistema eléctrico es el conjunto de elementos y medios que permiten satisfacer la demanda eléctrica de un determinado territorio, por medio de la operación coordinada de las actividades eléctricas de generación, transporte y distribución [6].

La energía eléctrica por su naturaleza no se puede almacenar como tal. Para su almacenamiento se debe transformar en otros tipos de energía como la electroquímica (baterías) o la mecánica (hidroelectricidad bombeada), por ejemplo, y luego convertirla nuevamente en energía eléctrica para su consumo. Este almacenamiento es difícil y costoso a gran escala, por lo que no ha sido una opción viable, hasta la fecha, para satisfacer la demanda eléctrica de un sistema eléctrico, y la respuesta de la ingeniería eléctrica ante esta problemática ha avanzado en otra dirección [6] [7].

La solución ha consistido en la coordinación y el equilibrio constante entre la producción de energía eléctrica y el consumo eléctrico. Para ello, es necesario un suministro eléctrico que se adapte de manera continua y simultánea a una demanda variable [6].

El conocimiento estadístico preciso del comportamiento de la demanda eléctrica en cada hora del año es crucial para ello, así como el desarrollo de tecnología que permita reaccionar a cambios imprevistos en la curva de carga del sistema, para garantizar el suministro eléctrico en la red eléctrica en todo momento [6].

El diseño, desarrollo y mejora de la red eléctrica debe avanzar hacia un modelo mallado, robusto e interconectado para minimizar el impacto de fallos o contingencias del sistema eléctrico en la calidad y seguridad del suministro eléctrico [8].

La complejidad de la infraestructura de la red eléctrica y sus requerimientos de coordinación a tiempo real entre la generación y el consumo eléctricos, hizo necesaria la figura de los TSO (Transmission System Operator) u operadores del sistema. En este modelo de red, el TSO es transportista y el responsable de la operación del sistema. Sus funciones son: ajustar los programas de producción resultantes del mercado eléctrico diario e intradiario para garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, y la planificación del desarrollo de la red de transporte [9].

En España el TSO es la compañía Red Eléctrica Española (REE), que fue fundada en 1985 y reconocida como transportista único del sistema eléctrico español por la Ley 17/2007, de 4 de julio.

## 2.2. Estructura de los sistemas eléctricos y caracterización del sistema eléctrico español

La posibilidad de consumo eléctrico en cualquier punto geográfico conectado a la red implica la producción de esa energía eléctrica, su transporte a ese punto geográfico a alta tensión, para minimizar pérdidas, y la reducción de su tensión a los valores de consumo. Por tanto, el proceso del suministro eléctrico involucra las actividades eléctricas de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica.

Así mismo, con la liberalización del sector eléctrico surge la actividad de comercialización, que consiste en la venta de la energía eléctrica a los consumidores de electricidad y que por imperativo regulatorio debe efectuarse de manera independiente de la actividad de distribución.

### 2.2.1. Generación

La actividad de generación eléctrica consiste en la producción de energía eléctrica a partir de otras energías primarias (nuclear, química, mecánica, etc.) por medio del uso de diversas tecnologías. Este proceso de transformación se realiza en instalaciones industriales denominadas centrales eléctricas, que se clasifican según el tipo de tecnología que emplean.

A nivel industrial, el principal recurso de producción eléctrica es el generador eléctrico o alternador. Esta máquina eléctrica genera una corriente alterna a partir de la energía mecánica de rotación de una turbina hidráulica o de vapor, accionada por distintos medios (según tecnología/energía primaria a transformar), debido al fenómeno físico de la inducción electromagnética. Cabe mencionar como excepción, la energía solar fotovoltaica cuya transformación se realiza a partir del fenómeno conocido como efecto fotoeléctrico.

Los principales tipos de centrales de generación eléctrica según su tecnología son [10]:

- *Centrales térmicas convencionales (carbón, fueloil o gas natural):* a partir de la oxidación de un combustible fósil se realiza el ciclo termodinámico de un fluido térmico cuyo vapor en movimiento activa el giro de una turbina acoplada a un generador.
- *Centrales nucleares:* la fisión nuclear de un material radiactivo (división del núcleo de un átomo pesado con gran liberación de energía) controlada por un reactor nuclear, activa el ciclo termodinámico de un fluido térmico cuyo vapor en movimiento hace girar el sistema turbina/generador.
- *Centrales hidráulicas:* la energía potencial de una masa de agua contenida por una presa o cinética, se transforma en energía eléctrica por medio del movimiento controlado del flujo de agua, que se hace pasar por una turbina acoplada a un generador.

- *Centrales de ciclo combinado:* central térmica de generación de electricidad en la que coexisten dos ciclos termodinámicos (Brayton/Rankine), uno de los cuales emplea como fluido un gas combustible y otro vapor de agua, para maximizar el rendimiento de la instalación.
- *Centrales solares:* se transforma la radiación solar en energía eléctrica a través de dos sistemas. En el caso de las centrales termosolares, calentando un fluido cuyo vapor en movimiento haga girar un generador y, en el caso de las centrales fotovoltaicas, a través de paneles fotovoltaicos (constituido por material semiconductor) que mediante el efecto fotoeléctrico transforma la energía solar en eléctrica.
- *Centrales eólicas:* en este caso el movimiento de rotación del generador se produce por estar éste acoplado a una turbina eólica cuyas hélices están diseñadas aerodinámicamente para aprovechar las corrientes de aire, el viento.

Según la flexibilidad de cada tipo de central para adaptarse a los cambios de la demanda eléctrica se clasifican en [11]:

- *Centrales de base o principales:* centrales de alta potencia que suministran energía eléctrica de manera continua y pasan en régimen de funcionamiento largos periodos de tiempo. Centrales nucleares, térmicas e hidráulicas.
- *Centrales de punta:* centrales de apoyo que entran en funcionamiento durante las horas punta, para cubrir picos de demanda eléctrica.
- *Centrales de reserva:* centrales cuya función es cubrir la generación de las centrales de base, parcial o totalmente, en caso de fallo de las mismas.

Otro factor clave de cada tecnología de generación son sus costes fijos y variables, que se corresponden con los costes de inversión inicial (construcción), de operación y mantenimiento (funcionamiento) de las centrales de generación eléctrica.

Por último, las tecnologías de generación también se distinguen entre renovables y no renovables. Las energías renovables son aquellas que proceden de fuentes de energía consideradas virtualmente inagotables por tener gran cantidad de energía (sol) o por generarse de manera natural (viento). Mientras que las energías no renovables son aquellas que proceden de fuentes de energía finitas cuyo tiempo de regeneración es muy grande (carbón). De las anteriores mencionadas son renovables la energía eólica, solar e hidráulica y, no renovables, las centrales térmicas convencionales, de ciclo combinado y las centrales nucleares.

La estructura de la potencia instalada por tecnología ha evolucionado en las últimas décadas hacia el aumento de la potencia instalada de las centrales de generación de energía renovable. Las directivas medioambientales de la Unión Europea y la firma de España en el acuerdo de Kioto (1997) son algunos de los factores que propiciaron el establecimiento de un sistema de primas a las renovables, que incentivó intensamente el desarrollo de la demanda instalada de estas tecnologías.

En la figura siguiente se puede apreciar la evolución de la potencia instalada por tecnología en España desde 1999 a 2009:

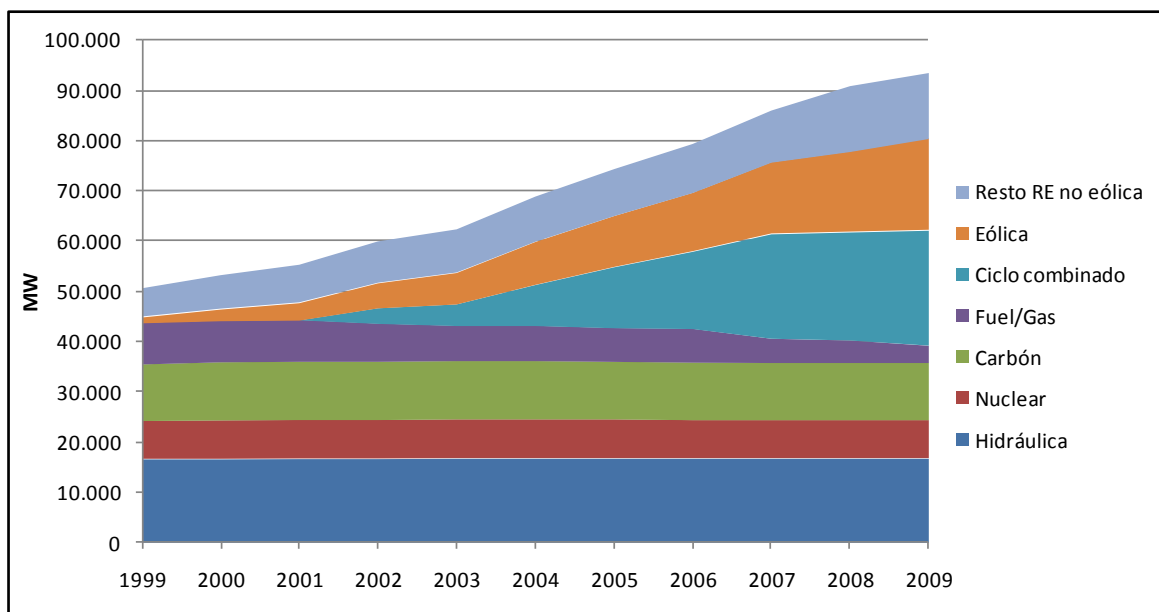


Figura 1. Evolución de la potencia instalada por tecnología en el sistema peninsular español.

Fuente: REE.

La potencia instalada por tecnología y la cobertura de la demanda de cada tecnología a 31 de diciembre de 2014 vienen referidas en la siguiente tabla:

| Tecnología         | Cobertura de la demanda (GWh) | Potencia instalada (MW) |
|--------------------|-------------------------------|-------------------------|
| Hidráulica         | 35.685                        | 17.787                  |
| Nuclear            | 57.179                        | 7.866                   |
| Carbón             | 46.264                        | 11.482                  |
| Fuel/gas           | 6.620                         | 3.498                   |
| Ciclo combinado    | 25.869                        | 27.206                  |
| Eólica             | 51.439                        | 23.002                  |
| Solar fotovoltaica | 8.211                         | 4.672                   |
| Solar térmica      | 5.013                         | 2.300                   |

Tabla 1. Cobertura de la demanda y potencia instalada por tecnologías el 31 de diciembre de 2014.

Fuente: REE [12].

### 2.2.2. Transporte

La actividad de transporte tiene como objetivo llevar la energía eléctrica de los puntos de generación de electricidad a los puntos de consumo de la red eléctrica, realizándose esta actividad a muy alta tensión en redes de larga distancia. La razón de efectuar el transporte a alta tensión es que para transmitir una potencia determinada, al aumentar la tensión se disminuye el valor de la corriente eléctrica que circula y, por tanto, las pérdidas por Efecto Joule<sup>1</sup> son menores.

Los saltos de tensión que se producen en las distintas redes del sistema eléctrico se realizan en estaciones de transformación por medio de transformadores que son máquinas eléctricas que elevan o disminuyen el nivel de tensión de la red. Así, tras el proceso de generación eléctrica por medio de subestaciones eléctricas se eleva el nivel de tensión hasta el de las redes de transporte y, cuando se acerca a los puntos de consumo, se disminuye el nivel de tensión hasta el correspondiente a las redes de distribución (media y baja tensión) también mediante estaciones de transformación.

La estructura del sistema eléctrico descrita aparece esquematizada en la Figura 2:

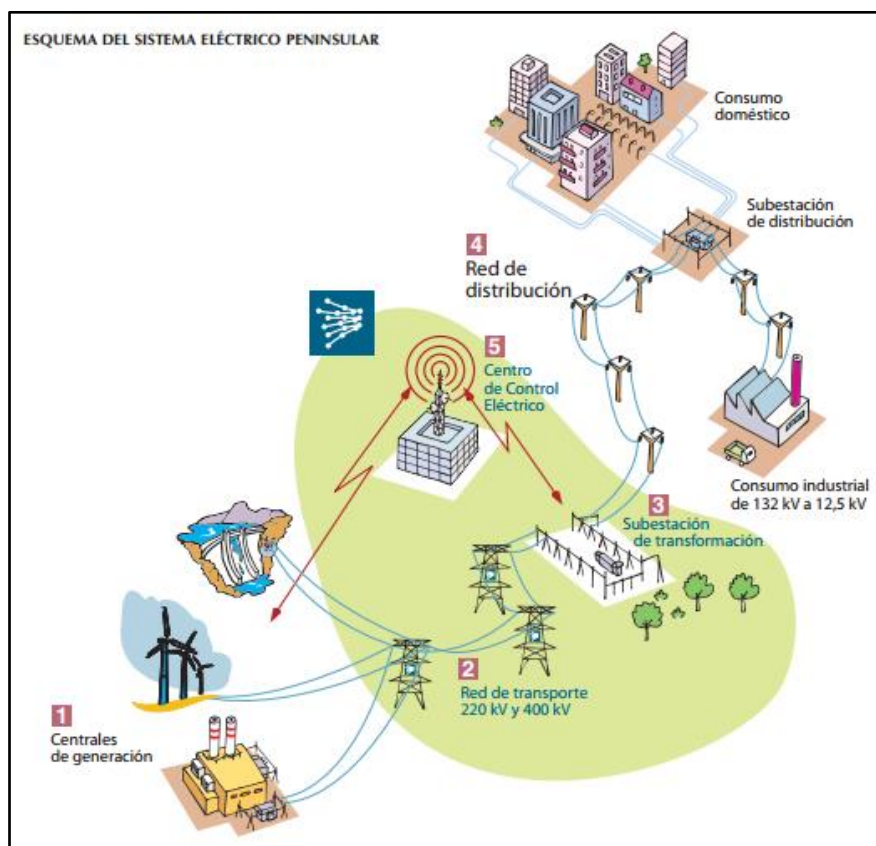


Figura 2. Esquema del sistema eléctrico que muestra las etapas de generación, transporte y distribución.

Fuente: REE [34].

<sup>1</sup>Fenómeno físico por el cual la energía cinética de los electrones de una corriente eléctrica que circula por un conductor se transforma en calor por el choque de los electrones con los átomos del conductor.

La necesidad de mantener permanentemente el equilibrio entre generación y demanda implica la operación constante del sistema. El Operador del Sistema (OS) es la empresa encargada de mantener este equilibrio para garantizar la seguridad de suministro eléctrico. Para ello, la posesión de la redes de transporte y la planificación del desarrollo de las mismas es un punto clave porque agiliza la adquisición de información del estado de la red y asegura el cumplimiento de las órdenes del OS en cuanto a operación y mantenimiento de la red [13].

El desarrollo de la red de transporte en cuanto a kilómetros de las líneas de la red de transporte y a número de posiciones de transformación se puede observar en las Figuras 3 y 4.

| <b>Km de circuito</b> | <b>2010</b>   | <b>2011</b>   | <b>2012</b>   | <b>2013</b>   | <b>2014</b>   |
|-----------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| 400kV                 | 18.792        | 19.671        | 20.109        | 20.639        | 21.094        |
| 220kV                 | 17.565        | 18.410        | 18.779        | 19.077        | 19.221        |
| 150 - 132 - 110kV     | 257           | 272           | 272           | 272           | 272           |
| < 132kV               | 2.010         | 2.011         | 2.014         | 2.014         | 2.014         |
| <b>Total</b>          | <b>38.625</b> | <b>40.364</b> | <b>41.174</b> | <b>42.002</b> | <b>42.601</b> |

Figura 3. Evolución de los kilómetros de la red de transporte peninsular y no peninsular.

Fuente: REE [14].

| <b>Número de posiciones</b> | <b>2010</b>  | <b>2011</b>  | <b>2012</b>  | <b>2013</b>  | <b>2014</b>  |
|-----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 400kV                       | 1.189        | 1.253        | 1.319        | 1.374        | 1.394        |
| 220kV                       | 2.662        | 2.813        | 2.936        | 3.026        | 3.077        |
| 150 - 132 - 110kV           | 47           | 52           | 52           | 52           | 52           |
| < 110 kV                    | 725          | 743          | 743          | 745          | 769          |
| <b>Total</b>                | <b>4.623</b> | <b>4.861</b> | <b>5.050</b> | <b>5.197</b> | <b>5.292</b> |

Figura 4. Evolución del número de posiciones de subestaciones de transformación de la red de transporte peninsular y no peninsular. Fuente: REE [14].

Como se puede observar las redes de transporte están compuestas mayoritariamente por líneas de 220kV y 400 kV.

Por otra parte, para cumplir su función de Operador del Sistema, REE realiza un exhaustivo seguimiento de la demanda eléctrica para cada hora del año y de los factores que pueden producir su variación. De esta forma, por medio de la estimación estadística y del análisis de estos factores de variabilidad, realiza para cada hora del año una previsión de demanda eléctrica que le permite planificar la generación eléctrica.

En la Figura 5 se puede observar la representación del ejercicio de previsión de la demanda que realiza REE. La gráfica verde es la demanda prevista, la amarilla la real y la roja la programación de la generación resultante del mercado diario.

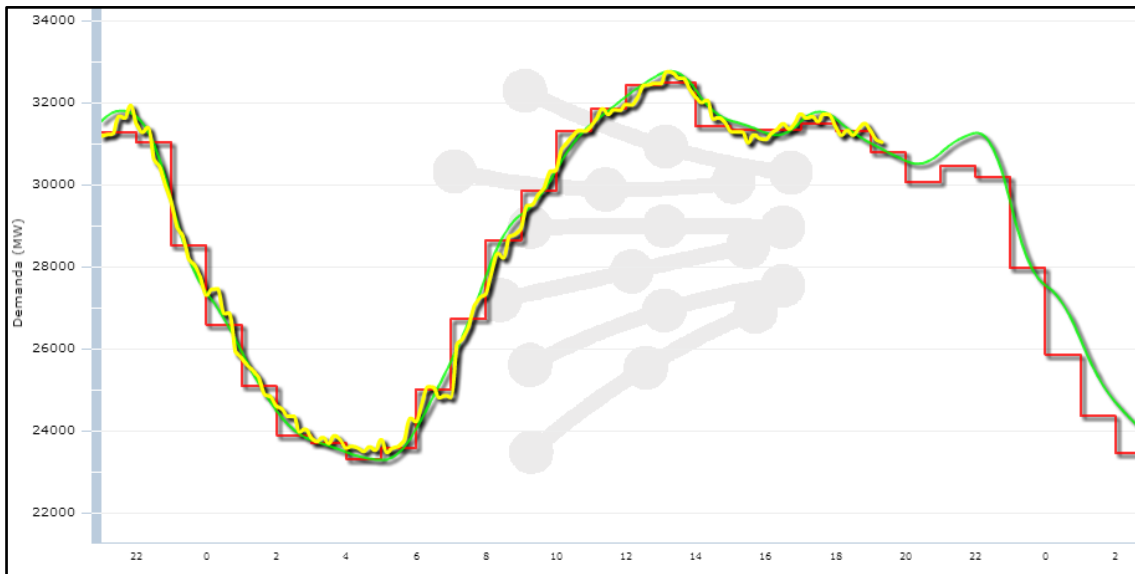


Figura 5. Demanda de energía eléctrica en tiempo real día 4/6/15 a las 19:30. Fuente: REE [15].

### 2.2.3. Distribución

La actividad eléctrica de distribución es la etapa final del suministro eléctrico y consiste en repartir la energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo. Para ello, se debe realizar la reducción de la tensión de la energía eléctrica hasta los valores de consumo en condiciones de calidad de servicio.

Las subestaciones de transformación reducen la tensión de la energía eléctrica de las líneas de alta tensión a valores de media tensión, es decir, por debajo de los 132 kV. A las redes de media tensión están conectados los grandes consumidores y los centros de transformación de los núcleos urbanos que reducen la tensión hasta valores de 400V y 220 V, valores de tensión a la que operan los consumidores de baja tensión.

La distribución eléctrica es una actividad regulada pero, a diferencia del transporte, no se trata de un monopolio sino que puede ser realizado por cualquier compañía privada que opere según la regulación establecida.

Así mismo, las empresas distribuidoras son las responsables de realizar las mediciones de la energía consumida por sus clientes. Las empresas con más de 100.000 clientes deben referir la información de la energía consumida y potencia contratada, diferenciadas por niveles de tensión y periodo horario a la CNMC para el cálculo de los peajes de transporte y distribución [2] [3].



La CNMC posee la competencia de elaborar la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución y el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo la potestad de establecerlos a través de una orden ministerial de acuerdo a dicha metodología de cálculo, según dicta la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico [16].

#### **2.2.4. Comercialización**

La actividad de comercialización junto con la de generación de energía eléctrica son las dos actividades liberalizadas del sector eléctrico español, que no se desarrollan conforme a una regulación establecida sino en situación de libre competencia.

La actividad de comercialización de energía eléctrica consiste en la venta de energía eléctrica a los consumidores y se encarga de todas actividades implicadas en dicha venta, como la compra en el mercado mayorista de electricidad, la gestión de la contratación y la aplicación de la factura con la información referida por las distribuidoras (que son las que realizan la lectura) [17].

La figura de la comercializadora surge del proceso de liberalización del sector eléctrico español, que impuso la separación administrativa, contable y jurídica de las actividades eléctricas como garantía de la libre competencia en un mercado liberalizado. A partir de la Ley 17/2007 la venta de energía eléctrica “pasa a ser ejercido por los comercializadores en libre competencia y son los consumidores de electricidad los que eligen su suministrador libremente” [17].

La causa que justifica esta separación regulatoria entre la distribución y comercialización está motivada por las grandes economías de escala que implica la construcción y desarrollo de redes eléctricas. La empresa distribuidora establecida en un área geográfica si tuviera monopolio respecto al uso de sus redes eléctricas tendría ventaja competitiva con respecto a cualquier otra que quisiera introducirse en el mercado en esa área geográfica.

Por ello, la legislación obliga a permitir el acceso de terceros a las redes eléctricas bajo condiciones reguladas legalmente y separa la actividad de distribución de la actividad de comercialización de la electricidad, como medida para asegurar el libre mercado. Según la legislación vigente, la distribuidora de un cliente es la correspondiente a su área geográfica pero puede elegir la comercializadora libremente entre las disponibles para esa área geográfica [17].

En definitiva, las distribuidoras se encargan de transmitir la electricidad físicamente desde las redes de transporte a los puntos de conexión y de realizar la medida de ese consumo. Mientras que las comercializadoras compran esa energía eléctrica en el mercado mayorista para venderla a los consumidores.



## **2.3 Liberalización del mercado eléctrico español**

### **2.3.1. Directivas europeas para el mercado interior de la electricidad**

La adhesión de España a la Unión Europea (UE) el 1 de enero de 1986, implicó el inicio de procesos de adaptación al marco regulatorio europeo y de reforma estructural para adecuarse al modelo comunitario. Se fija como objetivo la integración armónica de los países miembros para conformar un entramado productivo que hiciera posible un Mercado Único Europeo.

Los tres paquetes legislativos (cada uno de los cuáles derogaba el anterior) que desde Europa fijaron las normas comunes para el mercado interior de la electricidad fueron:

-Directiva 96/92/CE [18]:

- Formación de un mercado interior que debe liberalizarse progresivamente.
- Protección del interés público a través de regulación, no de intervención.
- Un gestor único de la red de transporte que opere bajo criterios técnicos de seguridad y establezca el orden de conexión de las centrales de generación.
- Diferenciación entre actividades reguladas (transporte y distribución) y liberalizadas (generación y comercialización).
- Separación vertical contable entre actividades (generación, distribución, etc.).
- Normas técnicas de requisitos mínimos de diseño y funcionamiento.

-Directiva 2003/54/CE [19]:

- Consecución de la liberalización del mercado interior abierto y competitivo.
- Refuerzo de la separación vertical entre actividades, contable y jurídicamente.
- Separación del operador de transporte de las actividades de compra y venta de energía.
- Acceso de las redes a terceros, para favorecer la competencia y evitar la discriminación geográfica (la propiedad de una red no implica su monopolio).
- Tarifas transparentes y no discriminatorias de acceso a red.
- Reguladores Nacionales Independientes que fijen las tarifas de transporte y distribución, propicien el comercio internacional y medien en conflictos.
- Garantía de servicio universal a consumidores individuales y pequeñas empresas con precio razonable, transparente y no discriminatorio.

-Directiva 2009/72/CE [20]:

- Nuevos preceptos para lograr la separación entre generación y suministros con posibilidad de elegir entre tres modelos distintos.
- Aumenta la importancia de los Reguladores Nacionales Independientes proponiendo la creación de una única autoridad reguladora a escala nacional y fijando sus objetivos, obligaciones y competencias.

### **2.3.2. Ley 54/97 del Sector Eléctrico**

El 28 de noviembre de 1997 se publica la ley 54/97 del Sector Eléctrico que materializa las disposiciones de la Directiva Europea 96/92 CE posicionando a España como uno de los países más avanzados en cuanto a regulación de liberalización del mercado eléctrico.

#### **2.3.2.1. Preceptos de la ley [1] [21] [22]:**

- Principios de objetividad, transparencia y libre competencia.
- Libre iniciativa empresarial aunque con diferenciación entre actividades liberalizadas (generación y comercialización) y reguladas (transporte y distribución), todas ellas separadas verticalmente jurídica y contablemente.
- La antigua definición del Sector Eléctrico como público se sustituye por la garantía gubernamental de servicio universal dentro del territorio nacional.
- Libre acceso a red por parte de terceros porque si la propiedad no implica el monopolio de uso, el consumidor puede escoger entre suministradores distintos al propietario de la red en su zona, incentivando así, precios competitivos.
- Seguimiento del modelo a través de un organismo regulador independiente (Comisión Nacional Sistema Eléctrico, CNSE, absorbida en 1998 por Comisión Nacional de la Energía, CNE, absorbida a su vez en 2013 por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, CNMC).
- Separación jurídica y contable del Operador del Sistema (REE), responsable de la seguridad y estabilidad de la red, del Operador del Mercado Eléctrico (OMEL), encargado de casar oferta y demanda en un mercado mayorista de electricidad.
- Distinción entre centrales de energía de Régimen Especial (renovables y cogeneración) y de Régimen Ordinario (centrales nucleares, de fuel-oil, de carbón, de ciclo combinado de gas y centrales hidroeléctricas de más de 50 MW), premiando la instalación de las primeras por medio de primas económicas.

#### **2.3.2.2 Aplicación de la ley**

La implantación de las medidas introducidas por la Ley 54/1997 posibilitó la creación de un mercado eléctrico regulado, reduciendo la participación del Estado en el sistema eléctrico a la elaboración de la regulación del sector eléctrico español [22].

La regulación anterior tenía un carácter sustitutivo de mercado, mientras que esta ley proyectaba una regulación constructiva y dinamizadora con respecto a la creación y desarrollo de un mercado liberalizado del Sector Eléctrico [22].

La separación de actividades propició que las actividades que por su naturaleza constitúan monopolio natural (transporte y distribución) fueran reguladas para favorecer la libre competencia en las actividades en las que fuera factible (generación y comercialización).

## **CAPÍTULO 3. TARIFA ELÉCTRICA DE LA LEY 24/2013 DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL**

### **3.1. Cambios introducidos por la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico**

La ley 54/1997 del Sector Eléctrico desarrolló y fortaleció el proceso de liberalización del sector eléctrico español, en consonancia con los requerimientos de la normativa europea al respecto. Pero la aparición de nuevas directivas europeas con nuevos preceptos normativos y los problemas de estabilidad financiera del Sector Eléctrico conllevó la aparición de varias leyes y reales decretos de adaptación a la nueva realidad normativa y financiera. Se hizo necesario integrar toda esta legislación en una nueva ley, la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, que además de articular la normativa para la eficiencia y liberalización del mercado eléctrico, planteara medidas de cara al déficit estructural del sector [23].

Los cambios esenciales con respecto a la ley anterior conciernen al equilibrio financiero del sistema y a la retribución de las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización. Los puntos más importantes son [23] [16]:

- Diferenciación entre peajes (pagos para cobertura de los costes de transporte y distribución) y cargos (pagos por otros conceptos de coste regulados).
- Limitación de los desajustes por déficit al 2% de los ingresos estimados de cada ejercicio y de la deuda acumulada al 5%, y revisión de los peajes y cargos si se superan estos porcentajes.
- Obligación de las instalaciones de autoconsumo de participar en la financiación de los costes de redes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de consumidores.
- Retribución de las actividades reguladas basada en los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.
- El régimen retributivo de las energías renovables, de cogeneración y residuos implicará la participación en el mercado con una retribución regulada específica (para las instalaciones existentes) que permita competir en el mercado con el resto de tecnologías.
- Medidas para adaptar las inversiones de los agentes del Sector Eléctrico a los principios de sostenibilidad económica.
- Se establece el concepto de período regulatorio, fijándose en 6 años, como instrumento de revisión regulatoria.
- Se deja de diferenciar entre Régimen Ordinario (no renovables) y Régimen Especial (renovables) y todas las centrales de producción den realizar ofertas al mercado.
- Se establece el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) como el máximo de referencia al que podrán contratar consumidores de menos de una determinada potencia contratada.

### 3.2. Estructura retributiva de la tarifa eléctrica de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico

Con objeto de termina de contextualizar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de la electricidad en el marco retributivo del Sector Eléctrico, se van a desglosar los conceptos de coste que contempla la Ley 24/2013 para la tarifa eléctrica.

Según dicta la Ley 24/2013, los costes del sistema serán financiado íntegramente por los ingresos del sistema eléctrico, conforme a mecanismos de retribución que garanticen la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico [16].

Como se ha referido, una de las novedades introducidas por la nueva ley del sector eléctrico español es la división de la tarifa eléctrica entre los peajes de transporte y distribución y los cargos, que se definen como cualquier mecanismo financiero establecido normativamente [16].

La estructura retributiva de los peajes de acceso a las redes y de los cargos es la siguiente [16] [23]:

- Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, con diferenciación por niveles de tensión y discriminación horaria, compuesto por [2]:
  - *Peajes de acceso de aplicación a los productores de energía eléctrica:* planteados como minorando de los costes a recuperar con cargo a los peajes de aplicación a los consumidores.
  - *Peajes de acceso de aplicación a los consumidores de energía eléctrica:*
    - A recuperar con cargo a los términos de potencia contratada.
    - A recuperar con cargo a los términos de energía consumida.
- Cargos, concebidos como cualquier mecanismo financiero establecido normativamente, de los cuales los contemplados en la Ley 24/2013 son [16]:
  - *Compensación asociada a la moratoria nuclear:* porcentaje de compensación a las compañías eléctricas debido a las pérdidas ocasionadas por la suspensión temporal de los programas nucleares por parte del Gobierno en 1984.
  - *Retribución asociada a la aplicación de mecanismos de capacidad.*
  - *Retribución regulada específica a las energías renovables:* sustituye a las denominadas primas a las renovables de la Ley 54/1997, de aplicación a las instalaciones ya existentes y a las nuevas sólo con carácter extraordinario.
  - *Dotación del fondo para la financiación del Plan General de Residuos Radiactivos.*
  - *Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.*
  - *Imputación de la diferencia de pérdidas asociada al cierre de energía en el mercado de producción.*
  - *Anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico,* con sus correspondientes intereses y ajustes.

- *Medidas de gestión de la demanda.*
- *Gestión técnica y económica del sistema en caso de desajuste entre los ingresos, la retribución de estas actividades, y el importe recaudado a través de los precios regulados que cobran a los agentes.*
- *Otros costes:* cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal cuyo fin responda exclusivamente a la normativa del sector eléctrico.

## **CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA DE LA CNMC PARA EL CÁLCULO DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN**

### **4.1. Listado local de términos**

A fin de facilitar la comprensión del presente capítulo de *Análisis de la metodología de la CNMC para el cálculo de los peajes de transporte y distribución* se recogen aquí los elementos del *Glosario de términos* concernientes al vocabulario empleado en la metodología de la CNMC [2]:

- Grupo tarifario: Grupo de suministros con las mismas características de conexión, a un mismo nivel de tensión y con una misma discriminación horaria.
- Niveles de tensión tarifarios: Niveles de tensión que definen cada peaje de transporte y distribución. Estos son: NT0 (NT<1 kV), NT1 (de 1 kV a 36 kV), NT2 (de 36 kV a 72,5 kV), NT3 (de 72,5 kV a 145 kV) y NT4 (NT>145 kV).
- Discriminación horaria: Diferenciación de las horas del año en periodos horarios de cada peaje de transporte y distribución. Si no existe discriminación horaria, hay un único periodo horario. Cuando existe, puede ser de dos periodos (punta y valle), de tres periodos (punta, llano y valle) o de seis periodos (de P1 a P6, siendo P1 el periodo de punta y P6 el de valle).
- Período horario: Grupo de horas del año con las mismas características a efectos de discriminación horaria de los peajes de transporte y distribución.
- Términos de facturación: Términos de potencia y energía en cada periodo horario de cada nivel de tensión.
- Demanda en barras de central (b.c.): Energía inyectada en la red procedente de las centrales de generación y las importaciones de energía, sin contar los consumos en bombeo y en las exportaciones. Para el traslado de esta energía hasta los puntos de consumo hay que restar las pérdidas originadas en las redes de transporte y distribución.
- Monótona de sistema: Demanda horaria en barra central ordenada de mayor a menor potencia para todas las horas de un periodo temporal, típicamente un año.

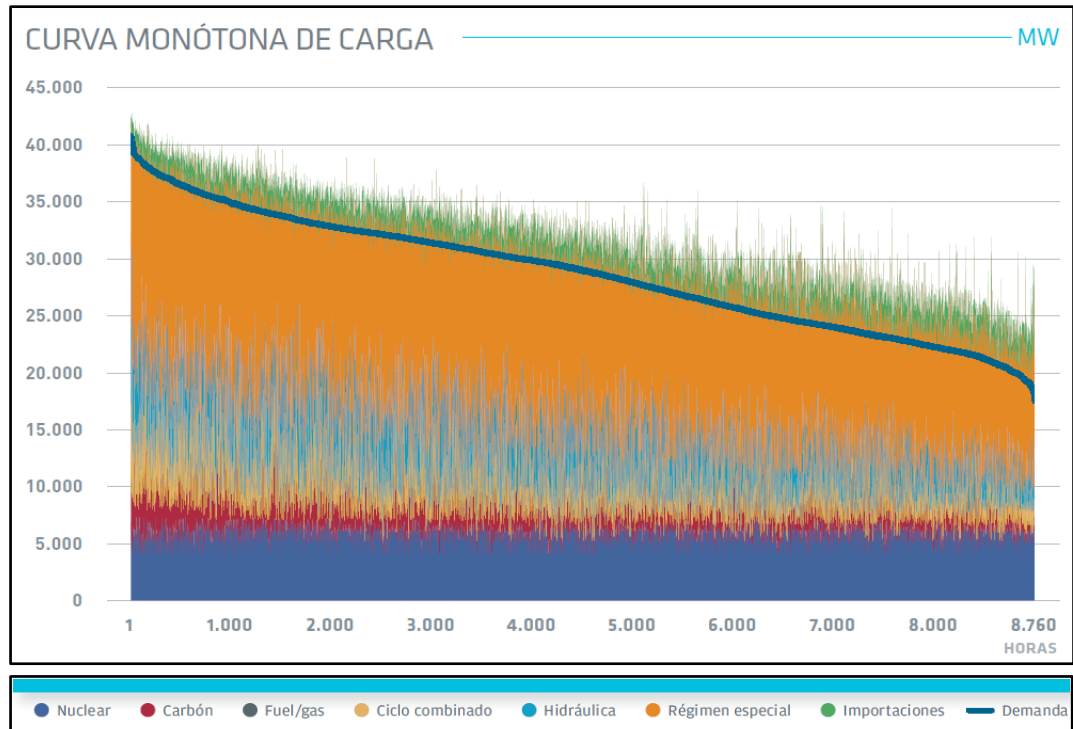


Figura 6. Curva monótona de carga en España durante el 2013 (línea azul). Fuente: REE [24].

- Curva de carga del sistema: Demanda horaria en barras de central para el sistema eléctrico en un periodo temporal, por ejemplo, un año, una estación concreta o un día.

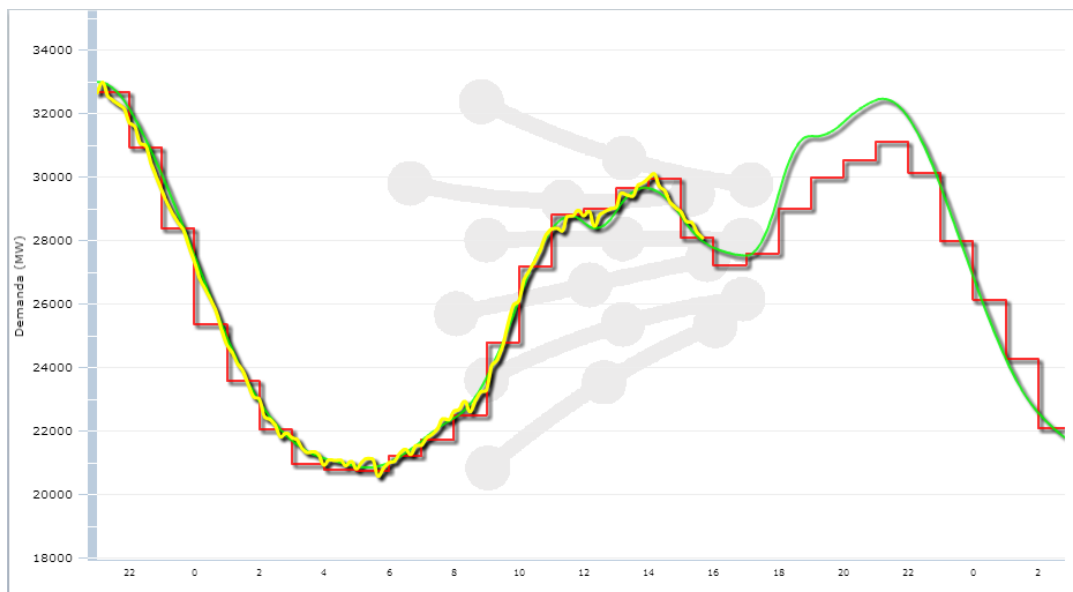


Figura 7. Curva de demanda horaria del día 14/12/2014 a las 15:55 prevista (verde), programada (roja) y real (amarilla). Fuente REE [15].

- Curva de carga de un colectivo de consumidores: Potencia horaria demandada por un colectivo de consumidores durante un periodo, por ejemplo, un año.
- Consumos propios de generación: Energía consumida por los elementos auxiliares de las centrales eléctricas, que son necesarios para el funcionamiento de las instalaciones de generación. Incluyen:
  - Servicios auxiliares: Suministros de energía requeridos para alcanzar cualquier régimen de funcionamiento de la central: carga, arranque, parada y emergencias.
  - Suministro a equipamientos y accionamientos eléctricos propios de los procesos necesarios para la central pero paralelos a la generación: el alumbrado de la central, la alimentación de los sistemas de control y telecomunicaciones, etc.

## 4.2. Introducción a la metodología de la CNMC

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) tiene la competencia de establecer la metodología de cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de la electricidad, en forma de circular que será publicada en el BOE previo trámite de audiencia del Consejo Consultivo de la Electricidad, según establece la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación la CNMC [25].

La metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución de la CNMC debe realizar la asignación eficiente de los costes de las redes de transporte y distribución a los peajes de los consumidores y los productores de electricidad, con el objetivo de lograr la recuperación de dichos costes [2].

Así mismo, debe desarrollarse bajo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, conforme al marco retributivo y tarifario establecido en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico [2].

El marco retributivo (es decir, la reglas para la definición de los costes) de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico dictamina que los peajes de transporte y distribución para los consumidores, dependen de su clasificación según sus niveles de tensión y periodos horarios (discriminación horaria) y se traducirán en términos de facturación según potencia contratada y energía consumida. Mientras que para los generadores de energía eléctrica, dependen de la energía que vierten a las redes [3]. Además, el precio que se imponga debe ser único a nivel nacional [2].

Por otra parte, los peajes a los productores de electricidad deben seguir la asignación de costes del Reglamento (UE) 838/2010, transitoriamente, hasta que éste sea revisado por la Agencia Europea de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y emita un dictamen para la fijación de estos costes [2].



El principio fundamental de la metodología de la CNMC es que a cada grupo tarifario (nivel de tensión/periodo horario) se le imputa un coste de redes, a recuperar a través de su correspondiente peaje, según su responsabilidad causal en dicho coste de redes por utilización de las redes para su suministro y, con una discriminación horaria, que incentiva la utilización de dichas redes en la franja horaria de menor uso de las mismas, para disminuir la demanda de las horas pico (máxima demanda) y aumentar la de las horas valle (mínima demanda) [2].

Por consiguiente, la separación por niveles de tensión atiende al hecho de que los grupos tarifarios de mayor nivel de tensión emplean para su suministro las líneas eléctricas de su nivel de tensión, mientras que los de menor tensión utilizan las líneas eléctricas de sus niveles de tensión y las de los niveles de tensión superiores, según el Modelo Simplificado de Red que emplea la metodología de la CNMC [2]. De esta forma, la asignación de costes será menor conforme mayor sea el nivel de tensión.

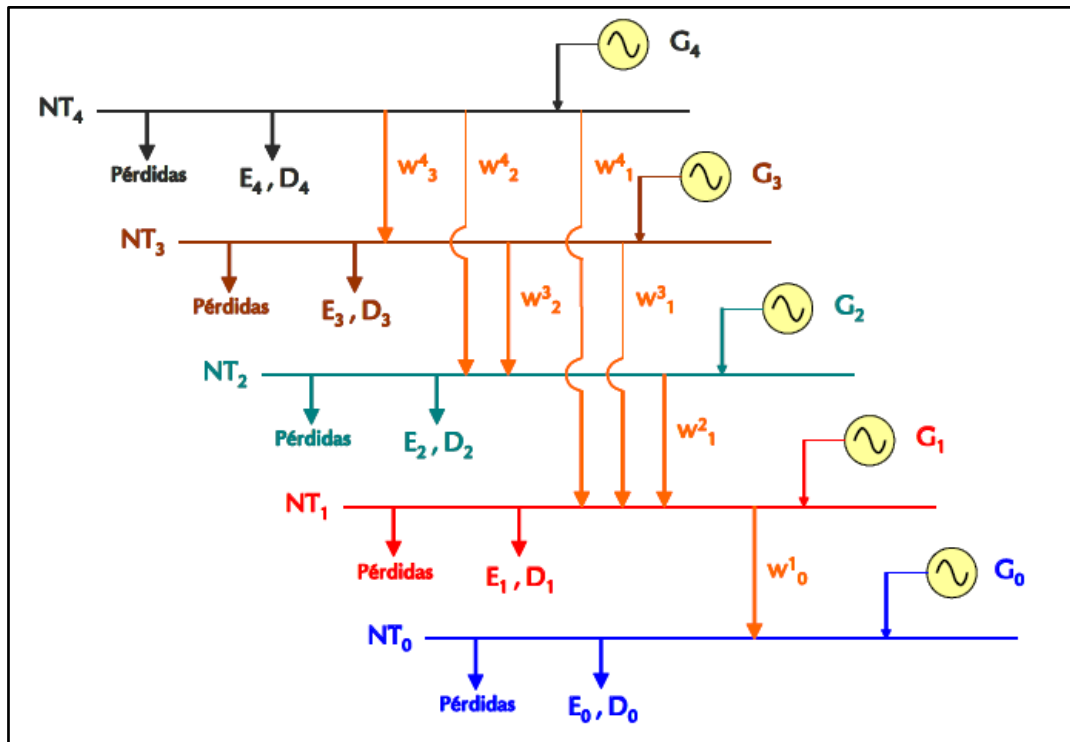


Figura 8. Modelo Simplificado de Red empleado por la metodología. Fuente: CNMC [2].

El procedimiento de cálculo de los peajes de transporte y distribución que plantea la CNMC comienza por la definición exacta de los costes de las redes de transporte y distribución que se deben recuperar a través de los peajes a los consumidores. Los ingresos por peajes a los productores se presentan como minorando de estos costes de transporte y distribución que se deben recuperar por medio de los peajes a los consumidores. Es decir, los ingresos por peajes a los productores se restan a los costes de redes que se deben recuperar con los peajes a los consumidores [2].

Posteriormente, estos costes de transporte y distribución se asignan a sus respectivos niveles de tensión según unos porcentajes que representan la parte del coste asociada a cada nivel de tensión. Así mismo, sobre estos costes ya desglosados por niveles de tensión, se debe distinguir la cuantía a recuperar a través del término de potencia y a través del término de energía. Como el factor fundamental inductor de coste de redes es la potencia en hora punta, la mayor parte de los costes se recuperan a través del término de potencia y el resto, a través del término de energía [2] [3].

En esta fase de la metodología de la CNMC, se aplica la discriminación horaria a los costes de transporte y distribución desglosados por nivel de tensión y diferenciados entre costes a recuperar por medio del término de potencia y a recuperar a través del término de energía. Se calcula la participación porcentual en las horas punta de cada periodo horario para cada nivel de tensión y se realiza el reparto de costes aplicando esta relación porcentual [2] [3].

Los costes de transporte y distribución desglosados por niveles de tensión y diferenciados horariamente deben ser redistribuidos, porque parte del coste de redes de los niveles de tensión superiores, se debe al uso que hacen de estas redes los niveles de tensión inferiores para su suministro eléctrico. Esta redistribución de costes por aplicación del criterio de causalidad, se realiza por medio de unos coeficientes de ponderación de uso de red que se calculan teniendo en cuenta el flujo de potencia/energía (depende de si se está calculando el término de potencia o el de energía) que circula hacia niveles de tensión inferiores en la hora de máxima demanda. Estos coeficientes serán nombrados, en adelante, como coeficientes de reparto de costes por criterio de causalidad [2] [3].

Sumando los costes de redes a recuperar con cargo al término de potencia /energía para cada periodo horario del nivel de tensión  $i$  y de los niveles de tensión superiores por uso de sus redes, se obtiene el coste de redes final a recuperar para el nivel de tensión  $i$  para cada uno de sus periodos horarios [2] [3].

El cociente de estos costes de redes finales a recuperar por periodo horario y nivel de tensión con cargo al término de potencia o de energía, entre la potencia contratada o energía consumida por periodo horario y nivel de tensión (según se esté calculando los términos de potencia o de energía), da como resultado los términos de potencia o energía de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución [2] [3].

Esta introducción conceptual a la metodología de la CNMC será explicada pormenorizadamente en el capítulo siguiente desde su perspectiva analítica.

Cabe destacar que, para establecer una discriminación horaria que cumpla el objetivo de optimizar la curva de demanda, es indispensable tener un conocimiento preciso del comportamiento medio de la demanda durante el año.

El Operador de Sistema, REE, realiza el estudio de la curva de carga del Sistema Eléctrico a tiempo real y tiene bases de datos de la demanda en tiempos anteriores que le permiten estimar estadísticamente la demanda aproximada para cada día del año [15].

Dado que la efectividad de estos periodos horarios está sujeta a su correspondencia con la caracterización de la demanda, se ha tomado en consideración para su elaboración la propuesta de calendario entregada por REE [3].

La CNMC publicará cada año la asignación de los peajes de transporte y distribución según la metodología establecida y toda la información que ha requerido para su cálculo. Dicha información sensible para determinar la asignación de los peajes deberá ser presentada a la CNMC por el Operador de Red o las empresas a las que se les pida, para permitir la fijación de los peajes de las redes de transporte y distribución según la información actualizada de las características de consumo de cada grupo tarifario [2].

En caso de que la metodología tuviera que ser revisada o modificada por un cambio en la regulación vigente que afectara su contenido o una nueva directiva europea que exigiera nuevos conceptos retributivos, se puede adelantar el plazo de revisión, fijado normativamente en 6 años [2] [5].

### 4.3. Principios tarifarios de la metodología

La metodología de la CNMC se ha desarrollado de acuerdo al marco tarifario y retributivo y la normativa de desarrollo que establece la Ley 24/2013 del Sector eléctrico en su artículo 16 [2].

Cabe destacar que en la Ley 3/2013 de Creación de la CNMC se hace referencia a respetar el marco retributivo de la Ley 54/97 del Sector Eléctrico, mientras que en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, que se publica el mismo día, se habla de la obligación de la CNMC de respetar el marco retributivo de esta ley y no de la anterior. No obstante, el marco retributivo de la nueva ley es muy semejante al anterior salvo por la división de la Tarifa de acceso en “peajes de transporte y distribución” y “cargos”. El ámbito de competencias de la CNMC queda identificado con el desarrollo de la metodología de cálculo de peajes de transporte y distribución, mientras que para los cargos, sus competencias se reducen a la elaboración de un informe que presentarán al Gobierno [2] [3].

Los principios tarifarios que sigue la Circular de la Metodología de la CNMC son [2]:

- **Suficiencia:** Los peajes resultantes de la asignación de los costes de transporte y distribución deben garantizar la recuperación de dichos costes.
- **Eficiencia:** La asignación del peaje se realiza según el principio de causalidad (cada consumidor paga lo que utiliza) e incentivando el uso eficiente de las redes (por medio de discriminación horaria).
- **Aditividad:** Los peajes son aditivos, de forma que, los costes de cada grupo tarifario son los costes de las redes de su nivel de tensión y los costes de las redes de los niveles de tensión superiores cuyo uso es necesario para su suministro.
- **Transparencia y objetividad:** Los criterios seguidos en la Circular 3/2014, la información para la elaboración de la misma y los parámetros empleados están definidos explícitamente en la Circular 3/2014 de la CNMC y son públicos (se publican en la web de la CNMC).
- **No discriminación:** Entre los usuarios de un mismo grupo tarifario (mismo nivel de tensión/discriminación horaria).
- **Precio único:** Para todo el territorio nacional.

## **4.4. Peajes de acceso a las redes transporte y distribución**

### **4.4.1. Peajes de transporte y distribución de aplicación a los productores de energía eléctrica, a las centrales de bombeo y a importaciones de energía de países terceros no miembros de la UE.**

Tanto los peajes de transporte y distribución para las centrales de bombeo como los peajes de las importaciones de energía eléctrica de países terceros no miembros de la UE, tendrán un valor igual o dependiente del peaje de acceso de los productores de energía eléctrica [2].

#### Productores de energía

El Reglamento (UE) 838/2010, que determina la asignación de peajes a los productores de energía, está siendo revisado por la Agencia Europea de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) y publicará su dictamen para el periodo posterior al 1 de enero de 2015. Este Reglamento dictamina que las tarifas medias anuales de los generadores de energía eléctrica deben estar entre los valores de 0 y 0,5 Euros/MWh en España. Por ello, se ha fijado como precio transitorio, hasta que se establezca la metodología de asignación, el máximo permitido por el Reglamento, es decir, 0,5 Euros/MWh [2].

Aunque aún no hay una decisión tomada, ACER planea eliminar el límite para la asignación de costes de los generadores y que el cálculo de dichos costes se haga por medio de un término fijo (por instalación o por potencia instalada) [3].

#### Instalaciones de bombeo

En el caso de las instalaciones de bombeo, aunque la Circular 3/2014 de la CNMC especifica el proceso de cálculo que debe realizarse para estas centrales, el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución para las centrales de bombeo será el explicado en la Disposición adicional segunda del RD 1544/2011, mientras ésta siga vigente [2].

La diferencia entre ambos radica en que según la Disposición adicional segunda del RD 1544/2011 los ingresos por peajes a las centrales de bombeo se calculan de manera independiente a los peajes a los productores, aunque luego se sumen a estos. En la metodología de la CNMC, los ingresos por peajes a los productores contemplan la energía producida por las centrales de bombeo e incluyen un término de ingresos por consumos propios de las centrales de bombeo. Es decir, los ingresos por peajes a las centrales de bombeo están integrados en los ingresos por peajes a los productores [2] [26].

El proceso de cálculo de los peajes de transporte y distribución de las centrales de bombeo según la metodología de la CNMC y según la Disposición adicional segunda del RD 1544/2011 se expondrá detalladamente en el capítulo siguiente.

#### Importaciones de energía de países terceros no miembros de la UE

El peaje de acceso para la energía importada de países terceros no miembros de la Unión Europea será el mismo que el establecido para los peajes de acceso de los productores de electricidad.

Por tanto, como el peaje para instalaciones de bombeo y de importación de la energía de países no miembros de la UE depende directamente del peaje de productores según la metodología de la CNMC, los cambios regulatorios que fijen el peaje de productores determinarán también los otros dos.

En definitiva, la referencia es el peaje de productores, que es único a nivel nacional, tiene sólo un término de energía vertida, un límite superior de 0,5 MWh y cuyo Reglamento 838 (UE)/2010, está siendo revisado.

## 4.4.2. Peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores

### 4.4.2.1. Niveles de tensión [2]

Los peajes se diferencian por niveles de tensión. Los límites de tensión que demarcan los intervalos de tensión de los Niveles de Tensión (NT) son:

| NT  | $NT_{\min}$ (kV) | $NT_{\max}$ (kV)  |
|-----|------------------|-------------------|
| NT0 | 0                | 1                 |
| NT1 | 1                | 36                |
| NT2 | 36               | 72,5              |
| NT3 | 72,5             | 145               |
| NT4 | 145              | $NT_{\max/red}^2$ |

Tabla 2. Intervalos de los Niveles de Tensión. Fuente: CNMC [2] [6].

Los niveles de tensión NT0, NT1, NT2 y NT3 se corresponden con las redes de distribución, mientras que el nivel de tensión NT4 con las redes de transporte.

Hay una restricción que debe cumplir la asignación de los términos de potencia de cada periodo horario (es decir, cuando existe discriminación horaria). Todos los peajes deberán cumplir que los términos de potencia contratada diferenciados horariamente serán tales que la potencia contratada en un periodo  $P_{n+1}$  será siempre mayor o igual que la contratada en un periodo  $P_n$  [2].

#### Nivel de tensión NT0 < 1kV (Baja Tensión)

Cuando se suministra electricidad a redes de tensión inferior a 1 kV los peajes de transporte y distribución se dividen en función de la potencia contratada:

- Potencia menor a 15 kW:

Los usuarios deberán pagar el peaje 2.0TD sin discriminación horaria y con un único término de potencia y energía. En el caso de que dichos usuarios dispongan de un equipo de medida con capacidad de discriminar horariamente se podrán discriminar su consumo con el Peaje 2.02TD, que contempla dos periodos horarios, o el Peaje 2.03TD, que contempla tres periodos horarios. Ambos peajes alternativos tendrán un único término de potencia contratada y dos o tres términos de energía, respectivamente, según el número de periodos que permita discriminar el equipo de medida

<sup>2</sup>El NT4 es para suministros superiores a 145 kV y el máximo lo determina la tensión de la línea de transporte de mayor voltaje que tenga la red.

- Potencia superior a 15 kV:

A los consumidores se les aplicará el peaje 3.0TD con tres periodos horarios y con términos de facturación compuestos por tres términos de potencia contratada y tres términos de energía consumida.

| Potencia      | Equipo de medida   | Peaje  | Nº Periodos | Nº términos facturación |          |
|---------------|--------------------|--------|-------------|-------------------------|----------|
|               |                    |        |             | Energía                 | Potencia |
| Potencia<15kW | Sin discriminación | 2.0TD  | Peaje único | 1                       | 1        |
|               | Con discriminación | 2.02TD | 2           | 2                       | 1        |
|               |                    | 2.03TD | 3           | 3                       | 1        |
| Potencia>15kW | Con discriminación | 3.0TD  | 3           | 3                       | 3        |

Tabla 3. Peajes de aplicación a los consumidores de Baja Tensión. Fuente: CNMC [2] [6].

#### Niveles de tensión NTi > 1 kV (Alta Tensión)

Cuando se trate de consumidores en líneas con tensión superior a un 1 kV se diferenciarán según su nivel de tensión, tendrán una discriminación horaria de seis periodos horarios y sus términos de facturación serán seis términos de potencia contratada y seis términos de energía consumida. Los peajes serán según su NT:

- Para los suministros de niveles de tensión comprendidos entre 1kV y 36 kV (tipo NT1), se aplicará el Peaje 6.1TD.
- A los suministros con niveles de tensión superiores a 36 kV e inferiores a 72,5 kV (tipo NT2) se les aplicará el Peaje 6.2TD.
- A los suministros de niveles de tensión que se encuentren entre 72,5 kV y 145 kV (tipo NT3) se les adjudicará el Peaje 6.3TD.
- Los suministros que alcancen un nivel de tensión superior a los 145 kV tendrán asignado un Peaje 6.4TD.
- En caso de exportaciones de energía eléctrica realizadas a países no miembros de la Unión Europea se asignará un Peaje 6.5TD que tendrá los mismo precios resultantes de la aplicación de la metodología para el Peaje 6.4TD.



| NT                             | Peaje | Nº Periodos<br>horarios | Nº términos |          |
|--------------------------------|-------|-------------------------|-------------|----------|
|                                |       |                         | Energía     | Potencia |
| NT1                            | 6.1TD | 6                       | 6           | 6        |
| NT2                            | 6.2TD | 6                       | 6           | 6        |
| NT3                            | 6.3TD | 6                       | 6           | 6        |
| NT4                            | 6.4TD | 6                       | 6           | 6        |
| Exportaciones/NT4 <sup>3</sup> | 6.5TD | 6                       | 6           | 6        |

Tabla 4. Peajes de aplicación a los consumidores de Alta Tensión y exportaciones. Fuente: CNMC [2] [6].

#### 4.4.2.1. Discriminación horaria [2]

Como se ha expuesto en epígrafes anteriores cada nivel de tensión estará tarifariamente dividido por una discriminación horaria cuyo objetivo es desplazar la demanda de las horas punta hacia las horas valle.

La referencia de cálculo que fija la discriminación horaria es el número de horas punta H, que se asume en la metodología de la CNMC. El valor inicial, que se tomará el primer año de aplicación de la metodología, es 1500 horas y el valor final mínimo fijado como objetivo es 876 horas (10% de las 8760 horas que tiene un año), que se deberá alcanzar gradualmente. La restricción que favorece la reducción de horas punta consideradas, para alcanzar el valor final mínimo fijado, es que su valor se revisará anualmente y nunca podrá ser superior al considerado en el año precedente [2].

El parámetro H de número de horas punta se corresponde con las H primeras horas de la monótona del sistema en barras de central. Por ejemplo, en el caso del primer año de aplicación será las 1500 primeras horas de la monótona del sistema en barras de central, que son las 1500 horas de mayor consumo que se han registrado en ese año de mayor a menor.

La distribución de las H primeras horas punta, diferenciada por periodo horario y nivel de tensión, representa la participación de los periodos horarios de cada nivel de tensión en las horas punta. Por tanto, la participación porcentual de cada periodo horario en estas H horas punta, será el criterio de reparto de costes de cada nivel de tensión entre sus correspondientes periodos horarios.

Existen tres tipos de diferenciación horaria que pueden tener los distintos niveles de tensión según el número de periodos horarios en que se haya diferenciado su discriminación horaria (que se ha especificado para cada nivel en el epígrafe 4.1). Esto es: en dos, tres o seis periodos horarios.

<sup>3</sup> Las exportaciones de energía eléctrica se realizan primordialmente en las líneas de transporte, que se corresponden con el nivel de tensión NT4.

La explicación de los tipos de discriminación y la exposición de los calendarios de la Circular 3/2014 mencionará todos los casos pero se centrará en el Sistema Eléctrico Peninsular y la discriminación horaria de 6 periodos.

#### Discriminación horaria en dos periodos (P1, P2)

La discriminación en dos periodos se le aplica al peaje 2.02TD de baja tensión, con menos de 15 kW y equipo de medida con capacidad para discriminar dos periodos. Los periodos que diferencia esta discriminación son Periodo 1 (punta) y Periodo 2 (valle).

Es común para todo el territorio nacional, incluido el insular (Baleares y Canarias) y el del norte de África (Ceuta y Melilla), y los cambios de horario de verano a invierno o viceversa coinciden con el cambio oficial de hora.

Esta diferenciación dual de periodo sólo afecta al término de energía consumida y los horarios de aplicación son:

| Invierno |          | Verano   |          |
|----------|----------|----------|----------|
| P1/punta | P2/valle | P1/punta | P2/valle |
| 12h-22h  | 0h-12h   | 13h-23h  | 0h-13h   |
|          | 22h-24h  |          | 23h-24h  |

Tabla 5. Horarios de discriminación horaria en 2 periodos. Fuente: CNMC [2].

#### Discriminación horaria en tres periodos (P1, P2, P3)

La discriminación horaria en tres periodos se aplica tanto al peaje 2.03TD como al peaje 3.0TD. En el caso del 2.03TD sólo al término de energía consumida y en del 3.0TD tanto al término de potencia consumida como al de energía consumida.

Los periodos en los que se discriminan las horas del año son: Periodo 1 (punta), Periodo 2 (llano) y Periodo 3 (valle). En esta discriminación, es distinta la diferenciación horaria de la península y el territorio insular con respecto a la de Ceuta y Melilla, pero idéntica para sendos casos durante invierno y verano.

Para los días laborales de lunes a viernes, la discriminación horaria es la reflejada en la siguiente tabla:

| Península, Baleares y Canarias |          |          | Ceuta y Melilla |          |          |
|--------------------------------|----------|----------|-----------------|----------|----------|
| P1/punta                       | P2/llano | P3/valle | P1/punta        | P2/llano | P3/valle |
| 10h-14h                        | 8h-10h   | 0h-8h    | 11h-15h         | 8h-11h   | 0h-8h    |
| 18h-22h                        | 14h-18h  |          | 19h-23h         | 15h-19h  |          |
|                                | 22h-24h  |          |                 | 23h-24h  |          |

Tabla 6. Horarios de discriminación horaria en 3 periodos. Fuente: CNMC [2].

Para los sábados, domingos, el 6 de enero, y los festivos nacionales estipulados en el calendario oficial (salvo los que no tienen fecha fija y los sustituibles) se aplica el periodo horario valle (P3). Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con el cambio oficial de hora.

#### Discriminación horaria en seis periodos (P1,P2,P3,P4,P5,P6)

La discriminación horaria en seis periodos se aplica a los peajes 6.1TD, 6.2TD, 6.3TD, 6.4TD y 6.5TD y se realiza en función de la temporada del año, el día de la semana y las horas del día.

La diferenciación horaria se realiza en seis periodos que van desde el P1 al P6, siendo el primero el periodo punta y, el último, el periodo valle.

Las temporadas eléctricas establecidas para la aplicación de los peajes son distintas para el Sistema Peninsular, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla. Se dividen los meses del año según sean de temporada alta, media o baja.

Las temporadas establecidas en la circular se desglosan en la siguiente tabla cromática, según los colores de la leyenda anexa:

| Temporada  |           | Color    |          |       |         |
|------------|-----------|----------|----------|-------|---------|
| Alta       |           |          |          |       |         |
| Media      |           |          |          |       |         |
| Baja       |           |          |          |       |         |
| Meses      | Península | Canarias | Baleares | Ceuta | Melilla |
| Enero      |           |          |          |       |         |
| Febrero    |           |          |          |       |         |
| Marzo      |           |          |          |       |         |
| Abril      |           |          |          |       |         |
| Mayo       |           |          |          |       |         |
| Junio      |           |          |          |       |         |
| Julio      |           |          |          |       |         |
| Agosto     |           |          |          |       |         |
| Septiembre |           |          |          |       |         |
| Octubre    |           |          |          |       |         |
| Noviembre  |           |          |          |       |         |
| Diciembre  |           |          |          |       |         |

Tabla 7. Calendario de temporadas eléctricas por territorio para discriminación horaria en 6 periodos.

Fuente: CNMC [2] [6].

Los tipos de días se diferencian por su pertenencia a alguna de las tres temporadas eléctricas (alta, media o baja) si son de lunes a viernes, y pertenecen a un cuarto tipo si son sábados, domingos, festivos o el 6 de enero.

| Tipo de día | Temporada  | Calendario   |
|-------------|------------|--|
| A           | Alta       | Lunes a viernes                                      |
| B           | Media      | Lunes a viernes                                      |
| C           | Baja       | Lunes a viernes                                      |
| D           | Cualquiera | Sábado, domingos, festivos <sup>4</sup> y 6 de enero |

Tabla 8. Tipos de días para discriminación horaria en 6 periodos. Fuente: CNMC [2] [6].

Por último, los periodos horarios fijados para la discriminación horaria de seis periodos se asignan según el tipo de día que sea, salvo el P6 que cubre las horas no asignadas a los otros cinco periodos. Los periodos horarios de los peajes son:

| Periodos horarios | Duración                        |
|-------------------|---------------------------------|
| P1                | 8 horas diarias de días tipo A  |
| P2                | 8 horas diarias de días tipo A  |
| P3                | 8 horas diarias de días tipo B  |
| P4                | 8 horas diarias de días tipo B  |
| P5                | 16 horas diarias de días tipo C |
| P6                | Resto de horas                  |

Tabla 9. Definición de los periodos horarios para 6 periodos. Fuente: CNMC [2].

Los horarios a aplicar por tipo de día son distintos en el Sistema Peninsular e Insular de los aplicados en Ceuta y Melilla. Dichos horarios se detallan en los siguientes puntos:

*-Sistema Peninsular e Insular:*

| Periodo horario | Tipo de día                                 |   |               |             |
|-----------------|---|---|---------------|-------------|
|                 | Tipo A                                      | Tipo B                                      | Tipo C        | Tipo D      |
| P1              | De 10h a 14h<br>De 18h a 22h                | -   | -             | -           |
| P2              | De 8h a 10h<br>De 14h a 18h<br>De 22h a 24h | -   | -             | -           |
| P3              | -   | De 10h a 14h<br>De 18h a 22h                | -             | -           |
| P4              | -   | De 8h a 10h<br>De 14h a 18h<br>De 22h a 24h | -             | -           |
| P5              | -   | -   | De 8 h a 24 h | -           |
| P6              | De 0h a 8h                                  | De 0h a 8h                                  | De 0h a 8h    | De 0h a 24h |

Tabla 10. Horarios de discriminación horaria en 6 periodos. Fuente: CNMC [2].

<sup>4</sup>Los días festivos serán los estipulados en el calendario oficial a excepción de los sustituibles y los que no tienen fecha fija.

La distribución por colores de los periodos horarios a lo largo de un día para el Sistema Peninsular e Insular, correspondiente a los horarios de la Tabla 10 y conforme a la leyenda de colores anexa es:

| Periodo horario | Color       |        |        |        |
|-----------------|-------------|--------|--------|--------|
| P1              |             |        |        |        |
| P2              |             |        |        |        |
| P3              |             |        |        |        |
| P4              |             |        |        |        |
| P5              |             |        |        |        |
| P6              |             |        |        |        |
| Horas           | Tipo de día |        |        |        |
|                 | Tipo A      | Tipo B | Tipo C | Tipo D |
| 0h              |             |        |        |        |
| 1h              |             |        |        |        |
| 2h              |             |        |        |        |
| 3h              |             |        |        |        |
| 4h              |             |        |        |        |
| 5h              |             |        |        |        |
| 6h              |             |        |        |        |
| 7h              |             |        |        |        |
| 8h              |             |        |        |        |
| 9h              |             |        |        |        |
| 10h             |             |        |        |        |
| 11h             |             |        |        |        |
| 12h             |             |        |        |        |
| 13h             |             |        |        |        |
| 14h             |             |        |        |        |
| 15h             |             |        |        |        |
| 16h             |             |        |        |        |
| 17h             |             |        |        |        |
| 18h             |             |        |        |        |
| 19h             |             |        |        |        |
| 20h             |             |        |        |        |
| 21h             |             |        |        |        |
| 22h             |             |        |        |        |
| 23h             |             |        |        |        |

Tabla 11. Horario cromático de discriminación horaria en 6 periodos para el Sistema Peninsular e Insular.

Fuente: CNMC [2] [6].

*-Ceuta y Melilla:*

Los horarios que se deben aplicar para el caso del Sistema Eléctrico Ceutí y Melillense son los establecidos en la siguiente tabla:

| Periodo horario | Tipo de día                                 |   |               |             |
|-----------------|---|---|---------------|-------------|
|                 | Tipo A                                      | Tipo B                                      | Tipo C        | Tipo D      |
| P1              | De 11h a 15h<br>De 19h a 23h                | -   | -             | -           |
| P2              | De 8h a 11h<br>De 15h a 19h<br>De 23h a 24h | -   | -             | -           |
| P3              | -   | De 11h a 15h<br>De 19h a 23h                | -             | -           |
| P4              | -   | De 8h a 11h<br>De 15h a 19h<br>De 23h a 24h | -             | -           |
| P5              | -   | -   | De 8 h a 24 h | -           |
| P6              | De 0h a 8h                                  | De 0h a 8h                                  | De 0h a 8h    | De 0h a 24h |

Tabla 12. Horarios de discriminación horaria en 6 periodos. Fuente: Circular de la CNMC.

## CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA CNMC

El fundamento de la metodología de la CNMC radica en la realización de una estimación precisa de los costes de las redes de transporte y distribución, con la finalidad de asignar unos peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, que sean suficientes para sufragar dichos costes [2].

Por consiguiente, hay dos etapas en el proceso de cálculo de los de acceso a las redes de transporte y distribución. En primer lugar, se deben determinar los costes anuales de las redes de transporte y distribución. En segundo lugar, se debe realizar la asignación eficiente de estos costes a consumidores y productores, con el objetivo de recuperar la totalidad de los costes teniendo en cuenta criterios de causalidad y de gestión de la demanda [2].

Los costes que se consideran para la determinación de costes en la metodología de cálculo de la CNMC, descrita en la Circular 3/2014, son los siguientes [2]:

1. Son objetos de asignación de coste, los siguientes conceptos de coste:
  - a. La retribución anual de la actividad de transporte.
  - b. La retribución anual de la actividad de distribución.
2. Así mismo son costes imputables las revisiones anuales de la retribución de la actividad de transporte y distribución correspondiente a ejercicios anteriores.
3. En los costes asignados anualmente también se incluyen:
  - a. El resultado de los ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de la conexiones internacionales de electricidad.
  - b. Las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales.
4. Los ingresos resultantes de los peajes a los generadores y a las centrales de bombeo se consideran un menor coste de transporte y distribución a imputar a los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores.

La diferenciación entre costes de transporte y costes de distribución se corresponde a la separación por niveles de tensión. La metodología de la CNMC establece que el nivel de tensión NT4 se corresponde con la actividad de transporte y, los otros cuatro niveles (de NT0 a NT3), con la actividad de distribución [3], tal y como se ha mencionado en el *Capítulo 4* del presente TFG.

Los costes se asignan desglosados por niveles de tensión tarifarios y con diferenciación horaria para cada nivel de tensión, en los correspondientes términos de potencia contratada y energía consumida. La imputación de los costes se realiza de manera aditiva y siguiendo el criterio de causalidad, es decir, en función de los factores que inducen el coste de las redes. El principal de estos factores es la potencia en punta de diseño de la red. Esto es, la máxima potencia que puede demandar dicha red [2].

Según el modelo simplificado de red que asume la metodología de la CNMC, el coste de red incurrido se debe a los usuarios conectados al propio nivel de tensión y a los usuarios conectados a niveles de tensión inferiores pues hacen uso de la red del nivel de tensión superior para su suministro. Por tanto, parte del coste de un nivel de tensión lo sufragan los consumidores conectados a ese nivel de tensión y otra parte lo sufragan los consumidores conectados a niveles de tensión inferiores [2].

La razón de la estructura tarifaria establecida se justifica porque el nivel de tensión de una red está asociado a la potencia que puede demandar y a la energía que circula por dicha red. En la metodología de la CNMC descrita en la Circular 3/2014, la relación entre el coste de red asociado a la potencia y el coste total, establece la recuperación de coste a través de los términos de potencia, y el resto del coste se recupera a partir de los términos de energía consumida [2].

Los criterios que se han seguido en el cálculo de los términos de potencia contratada y energía consumida son los siguientes [2]:

- Asignación por periodo horario: Cuando existe diferenciación horaria para el peaje, hay un término de potencia contratada o energía consumida correspondiente a cada periodo (salvo en el 2.02TD y 2.03 TD para el término de potencia) obedeciendo el principio de eficiencia para incentivar el consumo en periodos horarios en los que la saturación de las redes es menor (horas valle).
- Asignación por grupo tarifario: Se asigna a cada grupo tarifario (cada periodo de cada nivel de tensión) los costes de las redes que utiliza para su suministro.
- Según el principio de causalidad los términos de potencia contratada o energía consumida se calculan como cociente entre el sumatorio de los costes de transporte y distribución a recuperar con cargo a dicho término para ese periodo horario, de su nivel de tensión y de niveles de tensión superiores, y la potencia contratada (para calcular el término de potencia) o energía consumida (para calcular el término de energía), prevista para dicho grupo tarifario.



## 5.1. Determinación de costes de transporte y distribución

A continuación, se desarrollan de forma ordenada y analítica, los pasos a seguir para el cálculo de los costes de las redes de transporte y distribución conforme a la metodología planteada por la CNMC.

La determinación del coste se divide en tres partes [2]:

1. Cálculo de los ingresos por la aplicación de los peajes de transporte y distribución a los productores de energía eléctrica.
2. Determinación del coste de redes a asignar a los peajes de transporte de los consumidores.
3. Determinación del coste de redes a asignar a los peajes de distribución de los consumidores.

### 5.1.1. Cálculo de los ingresos por la aplicación de los peajes de transporte y distribución a los productores de energía eléctrica

Los ingresos obtenidos por la aplicación de los peajes de transporte y distribución a los productores de energía eléctrica incluyen la facturación por consumos propios de las centrales de bombeo.

A diferencia de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, el peaje de transporte y distribución de aplicación a los productores de energía eléctrica, se trata de un peaje único a nivel nacional en función de la energía vertida a la red. El valor del peaje puede fijarse entre un límite inferior de 0 €/MWh y un límite superior de 0,5 €/MWh, según estipula el Reglamento (UE) 838/2010. Mientras dicho Reglamento está siendo revisado por ACER, se ha optado por fijarlo en el valor máximo permitido, es decir, 0,5 €/MWh [2].

El peaje a los productores de energía no obedece a un proceso de asignación a partir de la imputación de una parte del coste de redes, sino que aplica un coste equivalente a la inyección de energía en la red, a través de un mecanismo de compensación retributiva. Por ello, la metodología de la CNMC, descrita en la Circular 3/2014, considera los ingresos procedentes de los peajes a los productores como un minorando del total del coste de redes que debe recuperarse [2] [3].

El cálculo de los ingresos obtenidos por la aplicación de los peajes de transporte y distribución de los productores se calcula mediante la siguiente fórmula [2]:

$$IG_n = EG_n * T_G + IB_n \quad |1|$$

Siendo:

$IG_n \equiv$  Previsión de ingresos de peajes de transporte y distribución de productores de energía en el año n, incluyendo la energía producida por las centrales de bombeo.

$EG_n \equiv$  Previsión de energía neta generada en el año n, según la información referida por el Operador de Sistema. Se desglosa entre la generación conectada a las redes de transporte y distribución.

$T_G \equiv$  Valor máximo del peaje de aplicación a productores permitido para España (=0,5€/MWh, hasta que se revisado por ACER).

$IB_n \equiv$  Previsión de ingresos de peajes de transporte y distribución de centrales de bombeo por la energía consumida para el bombeo.

El término  $IB_n$  es la previsión de ingresos proveniente de los peajes de centrales de bombeo, por motivo de la energía consumida para el bombeo y se calcula a su vez con la siguiente fórmula:

$$IB_n = T_G * E_b(1 - \rho) \quad |2|$$

Siendo:

$T_G \equiv$  Valor máximo del peaje de aplicación a productores permitido para España (=0,5€/MWh).

$E_b \equiv$  Energía consumida para bombeo de uso exclusivo para la producción eléctrica.

$\rho \equiv$  Rendimiento en tanto por uno de la instalación de bombeo.

En la Circular 3/2014 de la CNMC aparece en la leyenda de términos de esta fórmula el término  $Eb_n$ , que hace referencia a la energía vertida a la red y consumida en el año n, pero no aparece en la fórmula por lo que debe de tratarse de una errata. La energía vertida a la red por las centrales de bombeo ya se tiene en cuenta en el término  $EG_n$ , de manera que el  $IB_n$ , depende solo de la energía consumida por las centrales de bombeo y no de la que vierten a la red.

El precedente en vigencia aún, mientras no sea derogada la Disposición adicional segunda del RD 1544/2011 (epígrafe 5.4.2), contempla en su fórmula, un término de energía vertida a la red, lo cual puede ser el origen de la errata [2] [26]:

$$PeajeBombeo = T_G * [E_{pt} + (E_b * (1 - \rho))] \quad |3|$$

En tanto que dicha Disposición adicional segunda del RD 1544/2011 continúe en vigencia, no se aplicará la metodología de la CNMC para el cálculo de los peajes a las centrales de bombeo. Es decir, se continuará calculando por medio de la Fórmula |3| en lugar de con la aplicación de las Fórmulas |1,2|.

En definitiva, los ingresos procedentes de los peajes de aplicación a centrales de generación y de bombeo se componen de dos términos. Una variable de energía neta vertida a la red, tanto por las centrales de generación como por las de bombeo, multiplicada por el peaje a productores de energía eléctrica  $T_G$ , y otra variable de ingresos  $IB_n$ , que depende los consumos propios de las centrales de bombeo.

Estos ingresos provenientes de los peajes a los productores se plantean como minorando de los costes a recuperar por los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores.

#### 5.1.2 Determinación de coste de redes a asignar a los peajes de transporte de los consumidores [2]

La determinación de los costes de las redes de transporte consta de una variable de retribución a la actividad de transporte que se debe recuperar a través del peaje de transporte, al que se le restan los ingresos obtenidos por los peajes de aplicación a los productores de energía conectados a las redes de transporte (incluidos los consumos propios de las centrales de bombeo), como se ha expuesto en el punto anterior.

También se compone de un término de previsión de ingresos o pagos procedentes de los transportes intracomunitarios, que podrá ser positivo o negativo según sean mayores los ingresos o los pagos.

Por último, hay un término de desvíos que corrige la diferencia entre los valores previstos y los reales resultantes de la aplicación de los peajes.

Los costes de las redes de transporte para el ejercicio  $n$  se calculan con la siguiente fórmula:

$$CT_n = R_{T,n} - IG_{T,n} \pm TSO_n \pm D_T \quad |4|$$

Siendo:

$CT_n \equiv$  Costes de transporte a recuperar con cargo al peaje de transporte en el ejercicio  $n$ .

$R_{T,n} \equiv$  Retribución a la actividad de transporte a recuperar con cargo al peaje de transporte en el ejercicio  $n$ .

Cabe destacar que el valor de entrada de la retribución a la actividad de transporte es la establecida por el Ministerio de Industria, Energía y Comercio para el ejercicio  $n$ . En particular, para el ejercicio de 2014, la referida en la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica [27].

Este valor procede de la aplicación de la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte establecida en el RD 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrica. Concretamente, en su Anexo IV: “Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte a partir de 2014” [28].

$IG_{T,n} \equiv$  Previsión de ingresos resultante a la aplicación del peaje de transporte de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica conectados a la red de transporte, incluidos los peajes que deben satisfacer las centrales de bombeo por su consumo.

$TSO_n \equiv$  Previsión del resultado de los otros ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones que estén establecidos en la normativa vigente.

$D_T \equiv$  Desvíos de costes e ingresos de ejercicios anteriores correspondientes a la actividad de transporte.

El término de desvíos  $D_T$ , se calcula como la suma de cuatro términos de corrección de desvíos. El término  $DR_T$ , que recoge las revisiones de la retribución de la actividad de transporte correspondientes a ejercicios anteriores que no han sido contempladas en dichos ejercicios. Además de tres términos,  $DIG_T$ ,  $DIC_T$  y  $DTSO$ , que compensan la diferencia entre los importes previstos y reales resultantes de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte que deben satisfacer los productores de energía eléctrica y las centrales de bombeo, de los peajes de transporte que deben satisfacer los consumidores y los pagos o ingresos de transporte intracomunitario, respectivamente.

El término de desvíos se obtiene, por tanto, con la siguiente fórmula:

$$D_T = DR_T \pm DIG_T \pm DIC_T + DTSO \quad |5|$$

Siendo:

**$DR_T$**   $\equiv$  Revisiones de la actividad de transporte correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de transporte de ejercicios anteriores, que se calcula con la fórmula siguiente:

$$DR_T = \sum_{j=n-1}^{\infty} (R_{T,j} - RR_{T,j}) \quad |6|$$

Siendo:

$R_{T,j}$   $\equiv$  Retribución de la actividad de transporte reconocida en el año j.

$RR_{T,j}$   $\equiv$  Revisión de la retribución de la actividad de transporte reconocida en el año j.

$n$   $\equiv$  Año para el que se calculan los peajes de transporte.

**$DIG_T$**   $\equiv$  Diferencia entre las cantidades previstas y reales resultantes de la aplicación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de electricidad y centrales de bombeo, que se calcula con la fórmula:

$$DIG_T = IG_{T,n-2} + IGR_{T,n-2} \quad |7|$$

Siendo:

$IG_{T,n-2}$   $\equiv$  Ingresos por peajes previstos en el año n-2, para productores de electricidad y centrales de bombeo.

$IGR_{T,n-2}$   $\equiv$  Ingresos por peajes reales en el año n-2, para productores de electricidad y centrales de bombeo.

**$DIC_T$**   $\equiv$  Diferencia entre los ingresos previstos por peajes de transporte en el año n-2 y los ingresos por peajes de transporte reales considerados en la Liquidación nº 14 del ejercicio n-2, que se calcula con la fórmula:

$$DIC_T \equiv IC_{T,n-2} + ICR_{T,n-2} \quad |8|$$

Siendo:

$IC_{T,n-2} \equiv$  Ingresos por peajes previstos en el año n-2, para consumidores de electricidad.

$ICR_{T,n-2} \equiv$  Ingresos por peajes reales en el año n-2, para consumidores de electricidad registrados en la Liquidación nº14 del sector eléctrico.

La Liquidación nº 14 mencionada es la facturación del sector eléctrico en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 28 de febrero del correspondiente año. La CNMC (anteriormente la CNE), elabora un informe que incluye las cantidades previstas y reales de distintas variables del sistema eléctrico, entre ellas la mencionada de ingresos por peajes para consumidores de electricidad [29].

**DTSO**  $\equiv$  Diferencia entre los importes previstos y reales de los ingresos o pagos resultantes de transporte intracomunitarios o de las conexiones internacionales, que se calcula con la expresión:

$$DTSO = TSO_{T,n-2} + TSOR_{T,n-2} \quad |9|$$

Siendo:

$TSO_{T,n-2} \equiv$  Ingresos o pagos de los transportes intracomunitarios previstos en el año n-2.

$TSOR_{T,n-2} \equiv$  Ingresos o pagos de los transportes intracomunitarios reales en el año n-2.

### 5.1.3 Determinación de costes de redes a asignar a los peajes de distribución de los consumidores [2]

El cálculo del coste de redes de distribución que se debe asignar a los peajes de distribución de los consumidores se realiza de manera análoga al de coste de redes de transporte. Con la salvedad de que carece de término de ingresos o pagos resultantes del transporte intracomunitario, debido a que éste se realiza en las redes de transporte.

El coste de redes a asignar a los peajes de distribución se determina por medio de la siguiente expresión:

$$CD_n = R_{D,n} - IG_{D,n} \pm D_D \quad |10|$$

Siendo:

$CD_n \equiv$  Costes de distribución a recuperar con cargo al peaje de distribución en el ejercicio n.

$R_{D,n} \equiv$  Retribución a la actividad de distribución para el año n, excluido el coste de gestión comercial reconocido a los distribuidores.

$IG_{D,n} \equiv$  Previsión de costes e ingresos que deben satisfacer los productores de energía eléctrica (energía vertida) y centrales de bombeo (consumos propios) conectados a las redes de distribución en el año n.

$D_D \equiv$  Desvíos de costes de ejercicios anteriores correspondientes a la actividad de distribución.

Por tanto, consta de un término de retribución de la actividad de distribución, al que se le restan los ingresos de los peajes de aplicación a los productores de energía eléctrica y centrales de bombeo, y un término que corrige los desvíos entre las cantidades previstas y las que han tenido lugar realmente.

Al igual que en el caso del dato de la retribución de la actividad de transporte, el dato de la retribución de la actividad de distribución viene referido en la Orden IET/107/2014 [27].

Los datos de retribución de la actividad de distribución incluidos en la Orden IET/107/2014 se calculan mediante la aplicación de la metodología de cálculo establecida en el RD 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. En dicho documento, se explica el procedimiento de cálculo de la retribución anual de la actividad de distribución y, también, de los incentivos aplicados por reducción de pérdidas, por calidad de suministro y por reducción de fraude [30].

Dicho término de desvíos se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$D_D = DR_D \pm DIG_D \pm DIC_D \quad |11|$$

Siendo:

$DR_D \equiv$  Revisiones de la retribución de la actividad de distribución correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de distribución de ejercicios anteriores, que se calcula:

$$DR_D = \sum_{j=n-1}^{\infty} (R_{D,j} - RR_{D,j}) \quad |12|$$

Siendo:

$R_{D,j} \equiv$  Retribución de la actividad de distribución del año j.

$RR_{D,j} \equiv$  Revisión de la actividad de distribución del año j.

$n \equiv$  Año para el que se calculan los peajes de distribución.

**$DIG_D$**   $\equiv$  Diferencia entre los ingresos previstos y reales resultantes de la aplicación de los peajes a productores de energía eléctrica conectados a las redes de distribución en el ejercicio n-2, que se calcula:

$$DIG_D = IG_{D,n-2} + IGR_{D,n-2} \quad |13|$$

Siendo:

$IG_{D,n-2} \equiv$  Ingresos por los peajes de acceso que deben satisfacer los productores de electricidad y centrales de bombeo conectados a las redes de distribución, previstos para el año n-2

$IGR_{D,n-2} \equiv$  Ingresos reales por los peajes de acceso que deben satisfacer los productores de electricidad y centrales de bombeo conectados a las redes de distribución del año n-2 registrados en la Liquidación nº 14 del sector eléctrico.

**$DIC_D$**   $\equiv$  Diferencia entre los ingresos previstos en el año n-2 y los ingresos resultantes de la aplicación de los peajes a consumidores reales considerados en la Liquidación nº 14 del ejercicio n-2, que se calcula:

$$DIC_D = IC_{D,n-2} + ICR_{D,n-2} \quad |14|$$

Siendo:

$IC_{D,n-2} \equiv$  Ingresos por peajes de distribución previstos para el año n-2.

$ICR_{D,n-2} \equiv$  Ingresos reales por peajes de distribución del año n-2 registrados en la Liquidación nº 14 del sector eléctrico.

Tras la realización de estos cálculos, se ha obtenido el valor del coste de las redes de transporte  **$CT_n$**  en el ejercicio n, y el valor del coste de las redes de distribución  **$CD_n$**  en el ejercicio n, a recuperar con cargo a los peajes de transporte y distribución.

Sobre estos valores se aplica el reparto porcentual de coste de redes por nivel tarifario.



Según el Anexo I de la Circular 3/2014 de la CNMC, los porcentajes a aplicar para asignar los costes de distribución a cada nivel de tensión son:

| Nivel de tensión | Porcentaje (%) |
|------------------|----------------|
| NT0              | 36,08          |
| NT1              | 44,77          |
| NT2              | 9,72           |
| NT3              | 9,43           |

Tabla 13. Porcentaje de costes de redes de distribución asignados a cada NT.

Fuente: Anexo I de la Circular3/2014 de

Es el desglose porcentual de reparto de los costes de las redes de distribución por nivel de tensión tarifario, que deben recuperarse a través de los peajes de aplicación a los consumidores. Cabe destacar que estos porcentajes no incluyen el coste de comercialización [3].

Estos porcentajes pertenecen al primer periodo regulatorio del Sector Eléctrico y pueden variar en periodos regulatorios posteriores, actualizándose con la información referida a la CNMC. Cada periodo regulatorio tiene una duración de seis años y está subdividido en dos semiperiodos regulatorios de tres años de duración, según establece la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en el punto 4 de sus artículo 14 [2] [5].

En particular, el primer periodo regulatorio estará comprendido entre el 14 de julio de 2013 y el 31 de diciembre de 2019 [31].

Del coste de redes de transporte  $CT_n$  se asigna el 100% al nivel de tensión tarifario NT4, que se corresponde con las redes de transporte. En cambio, al coste de redes de distribución se le aplican los porcentajes indicados en la Tabla 15, para el reparto de costes entre los niveles de tensión tarifarios NT0, NT1, NT2 y NT3.

Una vez obtenidos los costes de transporte y distribución desglosados por niveles de tensión tarifarios, se debe asignar para cada nivel de tensión la parte que se debe recuperar con cargo a los términos de potencia y la parte que se debe recuperar con cargo a los términos de energía [2].

El principal factor inductor al coste de las redes es la potencia en punta del sistema, es decir, la potencia demandada en las horas de máxima demanda de cada nivel de tensión y los niveles de tensión inferiores que participan en esa demanda.

Para la asignación se considera el coste asociado al modelo de red de referencia empleado por la metodología de la CNMC [2]. Se realizan dos diseños completos de la red y se calculan sus costes asociados, uno bajo criterios de potencia y otro bajo criterios de potencia y energía. De la comparación de estos costes se obtienen los porcentajes de costes a asignar a los términos de potencia y a los términos de energía.

Los criterios que se deben seguir para el diseño de la red son [2]:

- “Criterio de calidad N-1 de las redes se asignará a la potencia”.
- “Criterios de calidad TIEPI, NIEPI y Percentil 80 para la red de media tensión se asignarán a la variable de energía”.

Del diseño completo de la red teniendo en cuenta un criterio de potencia de punta resulta un coste  $Cref_i^D$ , para cada nivel de tensión  $i$ .

El diseño completo de la red teniendo en cuenta además de un criterio de potencia de punta, la energía que se consume, las pérdidas y los criterios de calidad relacionados con la energía (TIEPI, NIEPI, Percentil 80) da como resultado un coste  $Cref_i^{D+E}$ , para cada nivel de tensión  $i$ .

La asignación de los costes por nivel de tensión tarifario que se deben recuperar a través de cada una de las dos variables de facturación (término de potencia y de energía) se obtiene a partir de la relación entre los costes resultantes de considerar los dos diseños de red descritos.

El porcentaje de coste asignado al término de potencia se calcula:

$$\eta^D = \frac{Cref_i^D}{Cref_i^{D+E}} \quad |15|$$

El porcentaje de coste asignado al término de energía se calcula:

$$\eta^E = \frac{Cref_i^{D+E} - Cref_i^D}{Cref_i^{D+E}} \quad |16|$$

Siendo:

$\eta^D \equiv$  Porcentaje del coste de nivel de tensión  $i$  que se debe recuperar con cargo a los términos de potencia.

$\eta^E \equiv$  Porcentaje del coste de nivel de tensión  $i$  que se debe recuperar con cargo a los términos de energía.

$Cref_i^D \equiv$  Coste de nivel de tensión tarifario  $i$  que resulta del diseño de la red considerando únicamente la potencia de punta.

$Cref_i^{D+E} \equiv$  Coste de nivel de tensión tarifario  $i$  que resulta del diseño de la red considerando todas las variables.

Para obtener el coste de nivel de tensión tarifario  $i$  que se recupera con cargo a los términos de potencia y energía se realiza el producto entre el coste total de tensión tarifario  $i$  y el porcentaje de coste correspondiente.

$$C_i^{TD} = C_i * \eta^D \quad |17|$$

$$C_i^E = C_i * \eta^E \quad |18|$$

Siendo:

$C_i^{TD} \equiv$  Coste del nivel de tensión tarifario  $i$  a recuperar con cargo a los términos de potencia.

$C_i^E \equiv$  Coste del nivel de tensión tarifario  $i$  a recuperar con cargo a los términos de energía.

$C_i \equiv$  Coste del nivel de tensión tarifario, determinado en [3] y [9].

$\eta^D \equiv$  Porcentaje del coste de nivel de tensión  $i$  que se debe recuperar con cargo a los términos de potencia, determinado en [14].

$\eta^E \equiv$  Porcentaje del coste de nivel de tensión  $i$  que se debe recuperar con cargo a los términos de energía, determinado en [15].

Los porcentajes del coste de redes a recuperar con cargo a los términos de potencia y con cargo a los términos de energía desglosados por nivel de tensión tarifario y calculados por medio de este procedimiento son:

| Nivel de tensión | Componente de potencia | Componente de energía |
|------------------|------------------------|-----------------------|
| NT0              | 100%                   | 0%                    |
| NT1              | 75%                    | 25%                   |
| NT2/NT3/NT4      | 75%                    | 25%                   |

Tabla 14. Porcentajes de costes a recuperar con cargo a los términos de potencia y energía. Fuente: Anexo I de la Circular 3/2014 de la CNMC.

## **5.2. Asignación de los costes de transporte y distribución que se recuperan con cargo a los términos de potencia**

Los costes de las redes de transporte y distribución desglosados por niveles de tensión y diferenciados, entre la parte a recuperar mediante los términos de potencia y la parte a recuperar mediante el término de energía, se deben asignar a los distintos periodos horarios establecidos en el Calendario de la Circular 3/2014, que establece la metodología de la CNMC.

En primer lugar se expondrá detalladamente el proceso de asignación de coste para los términos de potencia y en un epígrafe posterior, sucintamente, para los términos de energía pues el procedimiento es análogo.

Las etapas de la asignación de costes son las siguientes [2]:

1. Asignación de coste de cada nivel de tensión tarifario por periodo horario.
2. Asignación del coste de transporte y distribución, desglosado por nivel de tensión tarifario y periodo horario.

### 6.2.1 Asignación de coste de cada nivel de tensión tarifario por periodo horario [2]

El criterio de asignación de costes a recuperar por los términos de potencia para cada periodo horario es la participación de los mismos en la punta de la demanda de cada nivel de tensión  $i$ .

El periodo de punta se define como las  $H$  primeras horas de la monótona de cada nivel de tensión tarifario. Esta monótona representa tanto los suministros conectados en el propio nivel de tensión, como los suministros conectados a niveles de tensión inferiores, incluidas las pérdidas correspondientes.

El valor inicial de  $H$  es 1500 horas para el primer ejercicio y dicho valor será revisado anualmente por la CNMC, de tal forma que en cada ejercicio el valor asignado a  $H$  no podrá ser mayor que en el ejercicio anterior. Por tanto, irá disminuyendo hasta el valor final establecido en 876 horas, el 10% de las horas del año.

La metodología establece que:

- 1.1. Se calcula del periodo de punta  $H$ , el número de horas ( $h_{i,p}$ ) que pertenecen al periodo “ $p$ ”. Este valor refleja la representatividad en las horas punta de cada periodo horario “ $p$ ”, del nivel de tensión tarifario “ $i$ ” y, por ello, se utiliza para calcular su participación en los costes.

- 1.2. La asignación del coste de transporte y distribución a recuperar a través de los términos de potencia y energía se realiza proporcionalmente al número de horas que pertenecen a cada periodo ( $h_{i,p}$ ) con respecto del total (H). Por consiguiente, el cálculo del coste atribuido a cada nivel de tensión tarifario por periodo horario se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$C_{i,p}^{TD} = C_i^{TD} * \left( \frac{h_{i,p}}{H} \right) \quad |19|$$

Siendo:

$C_{i,p}^{TD} \equiv$  Coste de transporte y distribución a recuperar mediante los términos de potencia

$C_i^{TD} \equiv$  Coste de transporte y distribución del nivel de tensión tarifario i a recuperar con cargo a los términos de potencia.

$h_{i,p} \equiv$  Número de horas de punta.

$H \equiv$  Número de horas del periodo horario p comprendidas en las H primeras horas de la curva de carga del nivel de tensión tarifario i.

### 5.2.2 Asignación del coste de transporte y distribución, desglosado por nivel de tensión tarifario y periodo horario [2]

En la etapa anterior se han obtenido cada uno de los costes por transporte y distribución para cada nivel de tensión tarifario y periodo horario. En esta etapa se introduce el concepto de causalidad, que considera el hecho de que los costes de redes se producen por el suministro de los consumidores conectados al propio nivel de tensión y a los consumidores conectados a niveles de tensión superiores.

La metodología de la CNMC asume un modelo de red simplificado, incluido en el Anexo III de la Circular 3/2014, que considera un diseño de red en el que el suministro de los usuarios conectados de niveles de tensión inferiores implica el uso de las redes de los niveles de tensión superiores y, por tanto, es factor inductor del coste de redes.

Por consiguiente, es necesario introducir un procedimiento de cálculo que redistribuya parte de los costes del nivel tarifario i entre los niveles tarifarios inferiores  $NT_j$  ( $j \leq i$ ), ya que utilizan las redes del nivel de tensión i para su suministro eléctrico.

La variable física con la que se cuantifica, el coste de redes a recuperar por el término de potencia  $C_{i,p}^{TD,NTj}$  de un nivel de tensión i que deben de sufragar los consumidores de un nivel de tensión  $NT_j$  ( $j \leq i$ ), es el flujo de potencia que circula hacia los niveles de tensión inferiores en la hora de máxima potencia.

Este reparto se efectúa por medio de unos coeficientes que relacionan el flujo de potencia que circula del nivel de tensión  $i$  a un nivel de tensión  $j$ , con el total de la potencia contratada prevista para el nivel de tensión  $i$ . De manera que, reflejan su participación en la potencia demandada por el nivel de tensión  $i$ .

El reparto de costes para un periodo horario  $p$ , del nivel de tensión tarifario  $i$ , se realizará por medio de los coeficientes  $\alpha_{j,p}^i$ , que se deben aplicar a los costes desglosados por nivel de tensión tarifario y por periodo horario. Se calcula:

$$C_{i,p}^{TD,NTj} = C_{i,p}^{TD} * \alpha_{j,p}^i \quad |20|$$

Siendo los coeficientes:

$$\alpha_{0,p}^0 = 1 \quad |21|$$

$$\alpha_{1,p}^1 = \frac{D_{1,p}}{D_{1,p} + wd_{0,p}^1} \quad |22|$$

$$\alpha_{0,p}^1 = \frac{wd_{0,p}^1}{D_{1,p} + wd_{0,p}^1} \quad |23|$$

$$\alpha_{2,p}^2 = \frac{D_{2,p}}{D_{2,p} + wd_{1,p}^2} \quad |24|$$

$$\alpha_{1,p}^2 = \frac{wd_{1,p}^2}{D_{2,p} + wd_{1,p}^2} * \alpha_{1,p}^1 \quad |25|$$

$$\alpha_{0,p}^2 = \frac{wd_{1,p}^2}{D_{2,p} + wd_{1,p}^2} * \alpha_{0,p}^1 \quad |26|$$

$$\alpha_{3,p}^3 = \frac{D_{3,p}}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3} \quad |27|$$

$$\alpha_{2,p}^3 = \frac{wd_{2,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3} * \alpha_{2,p}^2 \quad |28|$$

$$\alpha_{1,p}^3 = \frac{wd_{2,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3} * \alpha_{1,p}^2 + \frac{wd_{1,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3} * \alpha_{1,p}^1 \quad |29|$$

$$\alpha_{0,p}^3 = \frac{wd_{2,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3} * \alpha_{0,p}^2 + \frac{wd_{1,p}^3}{D_{3,p} + wd_{2,p}^3 + wd_{1,p}^3} * \alpha_{0,p}^1 \quad |30|$$

$$\alpha_{4,p}^4 = \frac{D_{4,p}}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} \quad |31|$$

$$\alpha_{3,p}^4 = \frac{wd_{3,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} * \alpha_{3,p}^3 \quad |32|$$

$$\alpha_{2,p}^4 = \frac{wd_{3,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} * \alpha_{1,p}^3 + \frac{wd_{2,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} * \alpha_{2,p}^2 \quad |33|$$

$$\begin{aligned} \alpha_{1,p}^4 = & \frac{wd_{3,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} * \alpha_{2,p}^3 + \frac{wd_{2,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} * \alpha_{1,p}^2 \\ & + \frac{wd_{1,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} * \alpha_{1,p}^1 \quad |34| \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \alpha_{10,p}^4 = & \frac{wd_{3,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} * \alpha_{0,p}^3 + \frac{wd_{2,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} * \alpha_{0,p}^2 \\ & + \frac{wd_{1,p}^4}{D_{4,p} + wd_{3,p}^4 + wd_{2,p}^4 + wd_{1,p}^4} * \alpha_{0,p}^1 \quad |35| \end{aligned}$$

Se ha obtenido una matriz de costes por nivel de tensión y periodo horario atribuidos a los niveles de tensión responsables de los mismos en ese periodo horario.

### 5.3. Cálculo de los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores

Los términos unitarios de potencia a abonar para la recuperación de los costes de transporte y distribución  $T_{i,p}^{TD}$ , se calculan como el cociente entre el sumatorio de los costes a recuperar por el término de potencia del periodo horario p de su nivel de tensión y de los niveles de tensión tarifarios superiores a los que está conectados, y la potencia contratada en el periodo horario p del nivel de tensión tarifario i, prevista para el ejercicio. Se calcula por medio de la fórmula:

$$T_{i,p}^{TD} = \frac{\sum_{k \geq i} C_{k,p}^{TD,NTi}}{D_{i,p}}$$

Siendo:

$T_{i,p}^{TD} \equiv$  Término de potencia del periodo horario p del nivel de tensión tarifario i.

$C_{k,p}^{TD,NTi} \equiv$  Coste de las redes del nivel de tensión tarifario k que hay que recuperar con cargo al término de potencia del nivel de tensión tarifario i en el periodo horario p.

$D_{i,p} \equiv$  Potencia contratada prevista del nivel de tensión tarifario i en el periodo horario p.

Tras efectuar este cálculo para cada nivel de tensión y periodo horario obtenemos los términos de potencia unitarios para cada grupo tarifario de los peajes de transporte y distribución de la electricidad para el ejercicio n.



#### 5.4. Asignación de los costes de transporte y distribución que se deben recuperar con cargo a los términos de energía de los peajes de consumidores y cálculo de los mismos

Para el cálculo de los términos de energía de los costes de transporte y distribución se procede de manera análoga al cálculo de los términos de potencia.

A partir del coste de redes de transporte y distribución imputado al término de energía desglosado por nivel de tensión, se realiza el mismo procedimiento de cálculo aplicado al coste de redes desglosado por nivel de tensión imputado al término de potencia. En resumen:

1. Asignación del coste de redes por nivel de tensión tarifario a cada periodo horario correspondiente aplicando al coste por nivel de tensión, la Fórmula [18].
2. Reparto del coste asignado en el apartado anterior a cada nivel de tensión tarifario que ha inducido su coste aplicando los coeficientes de reparto de costes. El cambio en la nomenclatura de las Fórmulas [21,...,35] se reduce a emplear  $\alpha_e^j$  en lugar de  $\alpha_p^j$ , además de  $E_{i,p}$  y  $w_{i,p}^j$ , en lugar de  $D_{i,p}$  y  $wd_{i,p}^j$ .
3. Determinación de los términos de energía de cada nivel de tensión y periodo horario. Como en el caso de los términos de potencias, el término de energía es resultado de dividir el coste que se debe recuperar con cargo a ese término de energía del periodo p de su nivel de tensión y de los niveles de tensión superiores, entre la energía consumida en el periodo p del nivel de tensión i.

$$T_{i,p}^E = \frac{\sum_{k \geq i} C_{k,p}^{E,NTi}}{E_{i,p}}$$

Siendo:

$T_{i,p}^E \equiv$  Término de energía del periodo horario p del nivel de tensión tarifario i.

$C_{k,p}^{E,NTi} \equiv$  Coste de las redes del nivel de tensión tarifario k que hay que recuperar con cargo al término de energía del nivel de tensión tarifario i en el periodo horario p.

$E_{i,p} \equiv$  Energía consumida prevista del nivel de tensión tarifario i en el periodo horario p.

Tras efectuar este cálculo para cada nivel de tensión y periodo horario obtenemos los términos de energía unitarios para cada grupo tarifario de los peajes de transporte y distribución de la electricidad para el ejercicio n.

## **CAPÍTULO 6. CASO PRÁCTICO: CÁLCULO DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN PARA EL EJERCICIO DE 2014**

Con el objetivo de ilustrar el proceso de determinación de costes y su asignación a los peajes de transporte y distribución, se procede a realizar con datos concretos (publicados por la CNMC) el cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución para el ejercicio de 2014.

La información de entrada requerida para la aplicación de la metodología de cálculo de los peajes de las redes de transporte y distribución, según refiere la CNMC es la siguiente [3]:

- Costes reconocidos para las actividades de transporte y distribución.

La retribución de las actividades de transporte y distribución, así como los incentivos de dichas actividades aplicados a los ejercicios correspondientes, vienen desglosados en la Orden IET/107/2014, por la que se revisan los peajes de energía eléctrica para el 2014.

En particular, los incentivos aplicados a la retribución de las actividades eléctricas de transporte y distribución, son para el transporte, el incentivo a la disponibilidad y, para la distribución, el incentivo a la calidad de servicio y a la reducción de pérdidas.

La retribución final correspondiente reconocida para las actividades de transporte y distribución será la suma de la retribución anual y sus respectivos incentivos. Este valor es el que contempla la metodología de la CNMC para la determinación de los costes de redes.

- Modelo de red simplificado con información sobre la generación, la demanda y las pérdidas de cada nivel de tensión.

Como ya se ha referido, el modelo de red simplificado que se toma como referencia para la asignación de los costes de transporte y distribución, es el expuesto en el Anexo III de la Circular 3/2014.

- Balances de potencia y energía desagregados por periodos horarios.

A partir de los balances solicitados a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. En particular, se han solicitado el balance de potencia para la hora de mayor demanda según la monótona del sistema del ejercicio 2012 de cada uno de sus seis periodos, según el calendario vigente y según el calendario de la Circular.

Estos valores se emplean para el cálculo de los coeficientes de reparto de coste que se aplican en la metodología para asignar parte del coste de un determinado grupo tarifario a los grupos tarifarios que participan en su coste.

- Curvas de carga de grupos tarifarios.

Se han obtenido, al igual que los balances de potencia y energía, a partir de las curvas de carga horaria de los clientes con discriminación horaria referidas a la CNMC por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y pertenecen al ejercicio de 2012. La curva de carga horaria de cada nivel de tensión se obtiene por agregación de las curvas de carga horaria de los niveles de tensión inferiores con los correspondientes coeficientes de pérdidas.

Esta información permite conocer la participación en las horas punta de cada grupo tarifario y, por consiguiente, efectuar la correspondiente imputación de coste de redes por grupo tarifario, que será repartido posteriormente por criterio de causalidad con los coeficientes de reparto de costes mencionados en el punto inmediatamente anterior.

- Previsión de la energía vertida la red por los generadores.

Para obtener un resultado de previsión de ingresos por el peaje de aplicación a los productores de energía eléctrica.

- Variables de facturación desagregadas por nivel de tensión y periodo horario.

Es preciso conocer la composición de la demanda para el ejercicio en cuanto a número de clientes de cada grupo tarifario por energía consumida y potencia contratada. Para el año 2013 se ajustó la previsión de composición de la demanda planteada por la CNMC con los datos reales. Por ello, para el ejercicio de 2014, la previsión de la composición de la demanda por peaje de acceso, resulta de imponer al consumo por periodo previsto para 2013 (234.748GWh), la estructura tarifaria prevista por la CNMC para 2014 [3].

- Resultados de la ejecución del modelo de red de referencia para el porcentaje de reparto de los costes de la red entre potencia y energía.

La ejecución del modelo de red simplificado diseñado con información de la generación, demanda y pérdidas, de cada nivel de tensión, proporciona los porcentajes de asignación de costes de transporte y distribución, por nivel de tensión tarifario, a asignar a los términos de facturación de potencia y energía [3].

- El reparto de los costes de distribución por nivel de tensión tarifario, obtenidos a partir de las Circulares de información de la CNMC.
- Calendarios de la Orden ITC/2794/2007 y de la Circular 3/2014.

Los balances de potencia y energía desagregados por periodo horario y las curvas de carga por grupo tarifario se corresponde con el ejercicio de 2012, mientras que las previsiones de los términos de facturación son del ejercicio de 2014. Dicha información es coherente con los calendarios vigentes, es decir, con los establecidos en la Orden ITC/2794/2007, pero no con los de la Circular 3/2014. Por ello, las asignaciones de peajes resultantes de la metodología de la CNMC deben revisarse en función de la evolución de los balances de potencia y energía y la adaptación de las curvas de carga al calendario de la Circular 3/2014 [3].

No obstante, la asignación de los costes de transporte y distribución a los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución según los calendarios de la Circular 3/2014 emplea la misma información que la asignación según los calendarios vigentes, exceptuando los balances de potencia desagregados por periodo horario de las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes [3].

Para el cálculo analítico del caso práctico se va emplear la información publicada por la CNMC en la Memoria de la Circular 3/2014. En concreto:

- Para calcular los ingresos por peajes de generación a los productores
  - Previsión de ingresos por peajes a los productores  $IG_{TOT,2014}$ .
  - Energía vertida a las redes de distribución por centrales renovables y de cogeneración desagregada entre transporte y distribución en 2012  $D_{Re/Co,2012}$ .
  - Previsión de la energía vertida a la red para 2014  $E_{TOT,2014}$ .
- Para calcular los costes de transporte y distribución:
  - Valores de retribución de la actividad de transporte y distribución.
  - Término de desvíos para la actividad de transporte.
  - Pagos por transporte intracomunitario para la actividad de transporte  $TSO_{2014}$ .
- Porcentajes de asignación de coste de redes de distribución a los NT de distribución y de asignación de coste de redes a los términos de potencia y de energía.
- Horas de participación en punta para 1500 horas punta consideradas según el calendario de la Circular 3/2014.
- Balances de potencia contratada y energía consumida por nivel de tensión tarifario y periodo horario. Anexo V de la Memoria de la CNMC de la Circular 3/2014.

## 6.1. Determinación de los ingresos por peajes a los productores de energía para el ejercicio de 2014

Los ingresos de los productores de energía eléctrica ascenderán según el informe de la CNMC que acompaña a la propuesta de orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica, a un importe de 129.698 miles de euros ( $IG_{TOT,2014}$ ) [3].

|                              |         |
|------------------------------|---------|
| $IG_{TOT,2014}$ (miles de €) | 129.698 |
|------------------------------|---------|

Tabla 15. Previsión ingresos de peajes a generadores. Fuente: CNMC [3].

Sin embargo, el documento citado no diferencia la parte de esos ingresos imputada a los productores de energía eléctrica conectados a las redes de transporte, de la conectada a las redes de distribución.

Para la adaptación de este dato de entrada a la metodología de cálculo de la CNMC, es necesario desagregar los ingresos totales en una variable de ingresos resultantes de la aplicación del peaje a los productores de energía eléctrica conectados a las redes de transporte y, en otra variable de ingresos, de los conectados a las redes de distribución.

El procedimiento adoptado para adecuar la información es considerar que todas las centrales de producción están conectadas a las redes de transporte, a excepción de la producción renovable y las centrales de cogeneración de alta eficiencia y residuos, dado que se dispone de información de la energía generada por éstas, desagregada entre transporte y distribución. Esta información procede de la Circular 4/2009, de 9 de julio, que regula la solicitud de información y los procedimientos para implantar el sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial [3].

La previsión de la energía vertida en la red para el ejercicio de 2014 es de 267.032 GWh (259.532 GWh de demanda nacional en b.c. más 7.500 GWh de saldo neto exportados, término  $D_{TOT,2014}$ ). De los cuáles, 105.564 GWh se estima que serán producidos por instalaciones de tecnología renovable y cogeneración, [3].

La última diferenciación porcentual, desagregada entre transporte y distribución, de la generación por tecnologías renovables y cogeneración de la que se tiene constancia es la previsión para el ejercicio de 2012, de la producción energética del anteriormente (antes de la Ley 24/2013) denominado régimen especial [3].

La demanda total de renovables y cogeneración ( $D_{Re,Co}$ ), desagregada se expone en la tabla siguiente:

| $E_{Re/Co,2012}$ (GWh) | Desagregación | Porcentaje (%) | Demanda (GWh) |
|------------------------|---------------|----------------|---------------|
| 105.564                | Distribución  | 65,3           | 68.933        |
|                        | Transporte    | 34,7           | 36.631        |

Tabla 16. Energía vertida a la red por centrales renovables y de cogeneración desagregada entre transporte y distribución para 2012. Elaboración propia. Fuente: CNMC [3].

En la energía vertida a las redes de distribución a las redes de distribución por las centrales renovables y de cogeneración hay una errata que se produce al aplicar el porcentaje.

|                         | Previsión<br>CNMC del RE<br>para 2014 | % vertido en la<br>red de<br>distribución | GWh vertidos<br>en<br>distribución |
|-------------------------|---------------------------------------|---|------------------------------------|
| <b>Régimen especial</b> | <b>105.564</b>                        | <b>65,3%</b>                              | <b>67.528</b>                      |
| Cogeneración            | 26.485                                | 81,7%                                     | 21.640                             |
| Solar Fotovoltaica      | 7.532                                 | 98,2%                                     | 7.396                              |
| Solar Térmica           | 5.886                                 | 34,6%                                     | 2.035                              |
| Solar Eólica            | 49.705                                | 45,7%                                     | 22.705                             |
| Hidráulica              | 4.487                                 | 87,8%                                     | 3.939                              |
| Biomasa                 | 4.281                                 | 85,8%                                     | 3.673                              |
| Residuos                | 2.919                                 | 75,2%                                     | 2.196                              |
| Tratamiento Residuos    | 4.271                                 | 92,4%                                     | 3.945                              |

Figura 9. Estimación de la energía vertida a la red de distribución procedente de centrales renovables, de cogeneración y de residuos en 2014. Fuente: CNMC [3].

$$105.564 \text{ GWh} * 0,653 = 68.933 \text{ GWh}$$

Como se puede observar en la Tabla 16, se ha optado por utilizar el valor corregido de la energía vertida a las redes de distribución por las centrales renovables y de cogeneración, para continuar el cálculo de los peajes de transporte y distribución.

El resto de la producción se ha considerado que ocurre en la red de transporte, por lo que la única producción vertida a las redes de distribución  $D_{dist}$ , será 68.933 GWh. Si se considera el porcentaje resultante de comprar la energía vertida a las redes de distribución, con respecto del total energía vertida a las redes, se obtiene el porcentaje de reparto de ingresos atribuido a la distribución  $\delta_I$ , del que también se deduce el porcentaje de reparto de ingresos atribuido al transporte  $\tau_I$ .

$$\tau_I = 1 - \delta_I \quad |36|$$

| $E_{TOT,2014}$ (GWh) | $D_{dist}$ (GWh) | $\delta_I$ (%) | $\tau_I$ (%) |
|----------------------|------------------|----------------|--------------|
| 267.032              | 68.933           | 25,8           | 74,2         |

Tabla 17. Porcentajes de reparto de ingresos por peajes a productores entre transporte y distribución.

Fuente: CNMC [3].

Aplicando los porcentajes  $\delta_I$  y  $\tau_I$  al total de ingresos percibidos por los peajes de transporte y distribución que deberán satisfacer previsiblemente los productores de energía, se obtienen los ingresos desagregados por transporte y distribución, que son las variables que contempla la metodología de la CNMC.

| $IG_{TOT,2014}$ (miles de €) | Porcentajes    |      | Ingresos (miles de €) |       |
|------------------------------|----------------|------|-----------------------|-------|
| 129.698                      | $\tau_I$ (%)   | 74,2 | $IG_{T,2014}$         | 96217 |
|                              | $\delta_I$ (%) | 25,8 | $IG_{D,2014}$         | 33481 |

Tabla 18. Ingresos por peajes a productores diferenciados entre transporte y distribución.

Fuente: CNMC [3].

## 6.2. Determinación de los costes de redes a asignar a los peajes de transporte y distribución de los consumidores para el ejercicio de 2014

La retribución definitiva correspondiente a la actividad de transporte para el ejercicio de 2014 es la establecida en la Orden IET/107/2014, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para el año 2014 [3] [27].

Su valor asciende a 1.659.595 miles de € a los que hay que sumar el incentivo a la disponibilidad de la red de transporte que tiene un valor de 14.595 €. Por tanto, el total de la retribución de la actividad de transporte prevista para el ejercicio de 2014 tiene un valor de 1.673.890 miles de € [3]. Este último valor es el dato de entrada a aplicar en la metodología de la CNMC para la determinación de los costes de redes de la actividad de transporte.

Además, como se ha calculado en el Punto 6.1, los ingresos por peajes a los productores correspondientes a la actividad de transporte, que se plantean como minorando de los costes de redes de transporte a recuperar a través de los peajes a los consumidores, son 96.217 miles de €.

Los ingresos previstos por concepto de los transportes intracomunitarios para el ejercicio de 2014  $TSO_{2014}$ , son 107.800 miles de €, según la Memoria de la CNMC sobre la propuesta de orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica [32].

Para el término de desvíos  $D_T$ , se considera solo la revisión retributiva de la actividad de transporte  $DR_T$ . Esto se debe a que los ejercicios de 2012 y 2013, presentan un “déficit de ingresos de liquidaciones del sistema eléctrico” y, en consecuencia, sus variables retributivas no son representativas para la corrección de desviaciones [3] [5].

La revisión retributiva de la actividad de transporte  $DR_T$  correspondiente a los ejercicios de 2009, 2010 y 2011 tiene un valor de 111.178 miles de € [3].

El escandallo de los costes de las redes de transporte a recuperar por medio de los peajes a los consumidores resulta:

|   |                  |
|---|------------------|
| Coste redes de transporte imputado a los consumidores (miles de €)      | <b>1.358.695</b> |
| <b>Retribución del transporte 2014 (<math>R_{T,2014}</math>)</b>        | <b>1.673.890</b> |
| Retribución anual del transporte  | 1.659.595        |
| Incentivo por disponibilidad 2014                                       | 14.295           |
| <b>-Ingresos por peajes de productores (<math>IG_{T,2014}</math>)</b>   | <b>-96217</b>    |
| $\pm TSO_{2014}$  | <b>-107.800</b>  |
| <b><math>\pm</math>Desvíos ejercicios anteriores (<math>D_T</math>)</b> | <b>-111.178</b>  |
| Revisión retribución 2009-2011 ( $DR_T$ )                               | -111.178         |
| Desvíos ingresos de productores ( $DIG_T$ )                             | -                |
| Desvíos peajes de consumidores ( $DIC_T$ )                              | -                |
| DTSO  | -                |

Tabla 19. Escandallo costes redes de transporte para 2014. Fuente: CNMC, Ministerio IET [3] [27].



La retribución definitiva correspondiente a la actividad de distribución para el ejercicio de 2014 es la resultante de sumar:

- La retribución de la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes para el ejercicio de 2014.
- La retribución de la actividad de distribución y la gestión comercial correspondiente a las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes para el ejercicio de 2014.
- El incentivo por calidad de servicio correspondiente a la retribución de 2014.

La cuantía de la retribución definitiva de la actividad de distribución para el ejercicio de 2014 asciende a 4.989.444 miles de €. Desglosando este valor en cada una de sus variables, se observa que 4.665.141 miles de € proceden de la retribución de distribuidores con más de 100.000 clientes con su respectivo incentivo a la calidad de servicio (4.572.584 M€ de retribución más 92.557 M€, de incentivo), y 321.304 miles de €, de la retribución de distribuidores con menos de 100.000 clientes [27].

En la Orden IET/107/2014 aparece también una penalización por reducción de pérdidas correspondiente a la retribución de 2013 de -14.181 miles de €, pero no se contempla como desvío de la retribución para 2014 porque ha sido incluida en la Liquidación 14 de 2013 [3] [27].

Así mismo, como se ha calculado en el Punto 6.1, los ingresos por peajes a los productores correspondientes a la actividad de distribución, que se plantean como minorando de los costes de redes de distribución a recuperar por los peajes a los consumidores, son 33.481 miles de €.

Por consiguiente, el escandallo de los costes de distribución a recuperar con cargo a los peajes a los consumidores es el siguiente:

|   |                  |
|---|------------------|
| Coste de redes de distribución imputado a los consumidores (miles de €) | <b>4.952.964</b> |
| <b>Retribución de la distribución 2014 (<math>R_{D,2014}</math>)</b>    | <b>4.986.445</b> |
| <i>Distribuidores con más de 100.000 clientes</i>                       | 4.665.141        |
| Retribución Distribución  | 4.572.584        |
| Incentivo calidad de servicio 2014                                      | 92.557           |
| <i>Distribuidores con menos de 100.000 clientes</i>                     | 321.304          |
| <b>-Ingresos por peajes de productores (<math>IG_{T,2014}</math>)</b>   | <b>-33481</b>    |
| <b>±Desvíos ejercicios anteriores (<math>D_D</math>)</b>                | -                |
| <i>Revisión retribución ejercicios anteriores (<math>DR_D</math>)</i>   | -                |
| <i>Desvíos ingresos de productores (<math>DIG_D</math>)</i>             | -                |
| <i>Desvíos por peajes de consumidores (<math>DIC_D</math>)</i>          | -                |

Tabla 20. Escandallo costes redes de transporte para 2014. Fuente: CNMC, Ministerio IET [3] [27].



### 6.3. Desglose de los costes de transporte y distribución por NT y asignación de la cuantía a recuperar con cargo a los términos de potencia y energía

Las redes de transporte se corresponden con el nivel tarifario NT4, por lo que se le atribuye el total de los costes de transporte.

|  |           |
|--|-----------|
| Coste de redes de transporte/NT4<br>(miles de €) | 1.358.695 |
|--|-----------|

Tabla 21. Coste de redes de transporte/NT4 resultante del escandallo de 2014. Fuente: [6].

En cambio, sobre el coste de las redes de distribución se deben aplicar los porcentajes de la Tabla 13, con los que se realiza el reparto de los costes de las redes de distribución entre cada uno de los niveles de tensión restantes, correspondientes todos ellos a las redes de distribución. En concreto, se reparten los costes de distribución entre los niveles NT0, NT1, NT2 y NT3.

| Coste de redes de distribución<br>(miles de €) | Nivel de tensión | Porcentaje (%) | Coste de redes de distribución<br>(miles de €) |
|--|------------------|----------------|--|
| 4.952.964                                      | NT0              | 36,08          | 1.787.029                                      |
|  | NT1              | 44,77          | 2.217.442                                      |
|  | NT2              | 9,72           | 481.428  |
|  | NT3              | 9,43           | 467.065  |

Tabla 22. Coste de redes de distribución desglosado por NT para 2014. Fuente: CNMC [2], [6].

Para realizar la asignación del coste de redes de transporte y distribución por NT, entre los términos de facturación de potencia contratada y energía consumida, se debe multiplicar por los correspondientes porcentajes de reparto de costes incluidos en la Tabla 14 cada uno de los costes por NT.

El coste de las redes de transporte y distribución que se debe recuperar a través de los términos de potencia resulta:

|                             | Transporte | Distribución |         |           |           |
|-----------------------------|------------|--------------|---------|-----------|-----------|
| NT                          | NT4        | NT3          | NT2     | NT1       | NT0       |
| Coste por NT (M€)           | 1.358.695  | 467.065      | 481.428 | 2.217.442 | 1.787.029 |
| % Término potencia          | 75         | 75           | 75      | 75        | 100       |
| Coste por NT/ Potencia (M€) | 1.019.021  | 350.298      | 361.071 | 1.663.081 | 1.787.029 |

Tabla 23. Asignación de coste de redes por NT a recuperar con cargo a los términos de potencia.

Fuente: CNMC [2], [6].

El coste de las redes de transporte y distribución que se debe recuperar con cargo a los términos de energía es el siguiente:

|                            | Transporte | Distribución |         |           |           |
|----------------------------|------------|--------------|---------|-----------|-----------|
| NT                         | NT4        | NT3          | NT2     | NT1       | NT0       |
| Coste por NT (M€)          | 1.358.695  | 467.065      | 481.428 | 2.217.442 | 1.787.029 |
| % Término energía          | 25         | 25           | 25      | 25        | 0         |
| Coste por NT/ Energía (M€) | 339.674    | 116.766      | 120.357 | 554.360   | 0         |

Tabla 24. Asignación de coste de redes por NT a recuperar con cargo a los términos de energía.

Fuente: CNMC [2], [6].

#### 6.4. Asignación de los costes de transporte y distribución a los términos de potencia contratada de los peajes de los consumidores

Los costes de transporte y distribución desglosados por NT a recuperar con cargo a los términos de potencia deben a su vez diferenciarse por discriminación horaria. Es decir, se debe determinar la parte de los costes que debe cubrir cada periodo horario  $P_i$ , del nivel de tensión tarifario  $NT_i$ .

Esta imputación de costes se realiza aplicando al coste de cada nivel de tensión tarifario  $NT_i$ , la relación entre el número de horas que ha participado el periodo  $P_i$  en las horas punta  $h_{i,p}$ , respecto del total del número de horas punta  $H$ . Para el ejercicio de 2014 el total de horas punta  $H$ , que se ha establecido, es 1500 horas.

Como ya se ha explicado, la  $H$  es las primeras 1500 horas de la monótona del sistema eléctrico para un año y, por tanto, las horas de mayor demanda del año. Se tiene que realizar la asignación de costes a los periodos horarios de manera proporcional a su participación en estas horas de mayor demanda.

La CNMC, en la Memoria de la Circular 3/2014, ha realizado un estudio comparativo, entre los calendarios vigentes y los de la Circular 3/2014, de sensibilidad de la variación del porcentaje de participación en las horas punta, según el número total de horas punta  $H$  considerado. Del mismo se extraen y se exponen a continuación, las horas de participación de cada periodo horario de cada nivel de tensión y sus correspondientes porcentajes de participación en horas punta para un total de horas punta igual a 1500 horas, de los calendarios vigentes y de los calendarios de la Circular 3/2014.

La participación en horas de cada periodo horario  $P_i$  por nivel de tensión tarifario  $NT_i$  para un total de horas punta de 1500 horas según los calendarios vigentes se muestra a continuación:

|              |    | Nivel de tensión tarifario |     |     |     |     |
|--------------|----|----------------------------|-----|-----|-----|-----|
|              |    | NT0                        | NT1 | NT2 | NT3 | NT4 |
| Periodos (h) | P1 | 373                        | 529 | 526 | 521 | 502 |
|              | P2 | 447                        | 439 | 441 | 444 | 455 |
|              | P3 | 169                        | 214 | 214 | 216 | 212 |
|              | P4 | 125                        | 149 | 157 | 157 | 180 |
|              | P5 | 17                         | 23  | 27  | 30  | 33  |
|              | P6 | 369                        | 146 | 135 | 132 | 118 |

Tabla 25. Participación en horas de cada periodo horario por NT para  $H=1500$ , según los calendarios vigentes Fuente: CNMC [3].

El factor que se aplica en la Fórmula [19] es la relación entre el número de horas que participa un periodo tarifario de un nivel de tensión en el total de horas punta  $H$  considerado. Si se divide cada valor de la Tabla 26 entre el número total de horas punta  $H$  considerados, que en este caso es 1500 horas, se obtiene la proporción de la participación en tanto por uno en las horas punta de cada periodo horario por nivel de tensión. Multiplicando este valor por cien obtenemos la distribución porcentual de dicha participación.

La distribución porcentual por periodo horario de las primeras 1500 horas de la monótona del sistema eléctrico peninsular español, por nivel de tensión tarifario, según los calendarios vigentes, es la siguiente:

|              |    | Nivel de tensión tarifario |      |      |      |      |
|--------------|----|----------------------------|------|------|------|------|
|              |    | NT0                        | NT1  | NT2  | NT3  | NT4  |
| Periodos (%) | P1 | 24,9                       | 35,3 | 35,1 | 34,7 | 33,5 |
|              | P2 | 29,8                       | 29,3 | 29,4 | 29,6 | 30,3 |
|              | P3 | 11,3                       | 14,3 | 14,3 | 14,4 | 14,1 |
|              | P4 | 8,3                        | 9,9  | 10,5 | 10,5 | 12,0 |
|              | P5 | 1,1                        | 1,5  | 1,8  | 2,0  | 2,2  |
|              | P6 | 24,6                       | 9,7  | 9,0  | 8,8  | 7,9  |

Tabla 26. Distribución por periodo horario de 1500 horas punta según los calendarios vigentes.

Fuente: [6].

La representación en diagrama de barras de la distribución porcentual por periodo horario para 1500 horas punta consideradas, según los calendarios vigentes, es la siguiente:

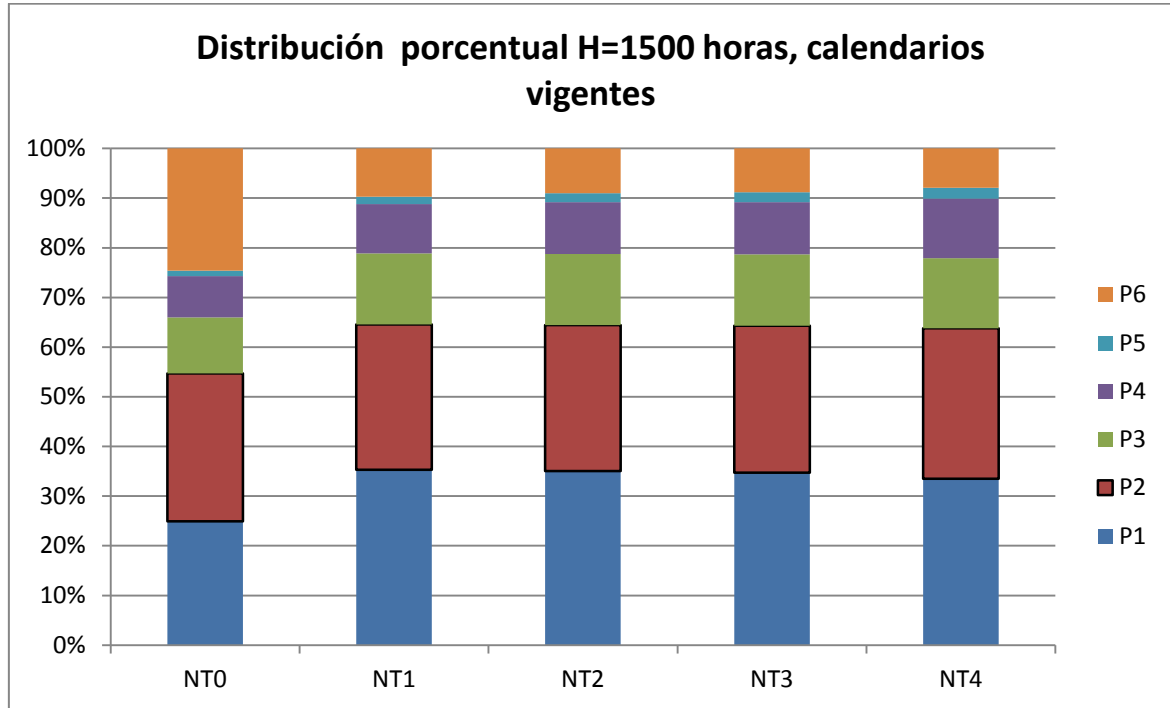


Figura 10. Distribución porcentual por periodo horario para 1500 horas punta según los calendarios vigentes. Elaboración propia. Fuente: [6].

Por otra parte, la participación en horas de cada periodo horario  $P_i$  por nivel de tensión tarifario  $NT_i$  para un total de horas punta considerado de 1500 horas según el calendario de la Circular 3/2014 resulta:

|              |    | Nivel de tensión tarifario |     |     |     |     |
|--------------|----|----------------------------|-----|-----|-----|-----|
|              |    | NT0                        | NT1 | NT2 | NT3 | NT4 |
| Periodos (h) | P1 | 598                        | 636 | 634 | 631 | 631 |
|              | P2 | 383                        | 318 | 312 | 315 | 343 |
|              | P3 | 113                        | 290 | 301 | 307 | 291 |
|              | P4 | 112                        | 205 | 210 | 203 | 181 |
|              | P5 | 17                         | 18  | 18  | 20  | 24  |
|              | P6 | 277                        | 33  | 25  | 24  | 30  |

Tabla 27. Participación en horas de cada periodo horario por NT para H=1500 horas punta según el calendario de la Circular 3/2014. Fuente: CNMC [3].

La distribución porcentual por periodo horario de las primeras 1500 horas de la monótona por nivel de tensión tarifario del calendario de la Circular 3/2014 es la expuesta a continuación:

|              |    | Nivel de tensión tarifario |      |      |      |      |
|--------------|----|----------------------------|------|------|------|------|
|              |    | NT0                        | NT1  | NT2  | NT3  | NT4  |
| Periodos (%) | P1 | 39,9                       | 42,4 | 42,3 | 42,1 | 42,1 |
|              | P2 | 25,5                       | 21,2 | 20,8 | 21,0 | 22,9 |
|              | P3 | 7,5                        | 19,3 | 20,1 | 20,5 | 19,4 |
|              | P4 | 7,5                        | 13,7 | 14,0 | 13,5 | 12,1 |
|              | P5 | 1,1                        | 1,2  | 1,2  | 1,3  | 1,6  |
|              | P6 | 18,5                       | 2,2  | 1,7  | 1,6  | 2,0  |

Tabla 28. Distribución por periodo horario de 1500 horas según el calendario de la Circular 3/2014.

Fuente: [6].

La representación en diagrama de barras de la distribución porcentual por periodo horario para 1500 horas punta consideradas, según el calendario de la Circular 3/2014, es la siguiente:

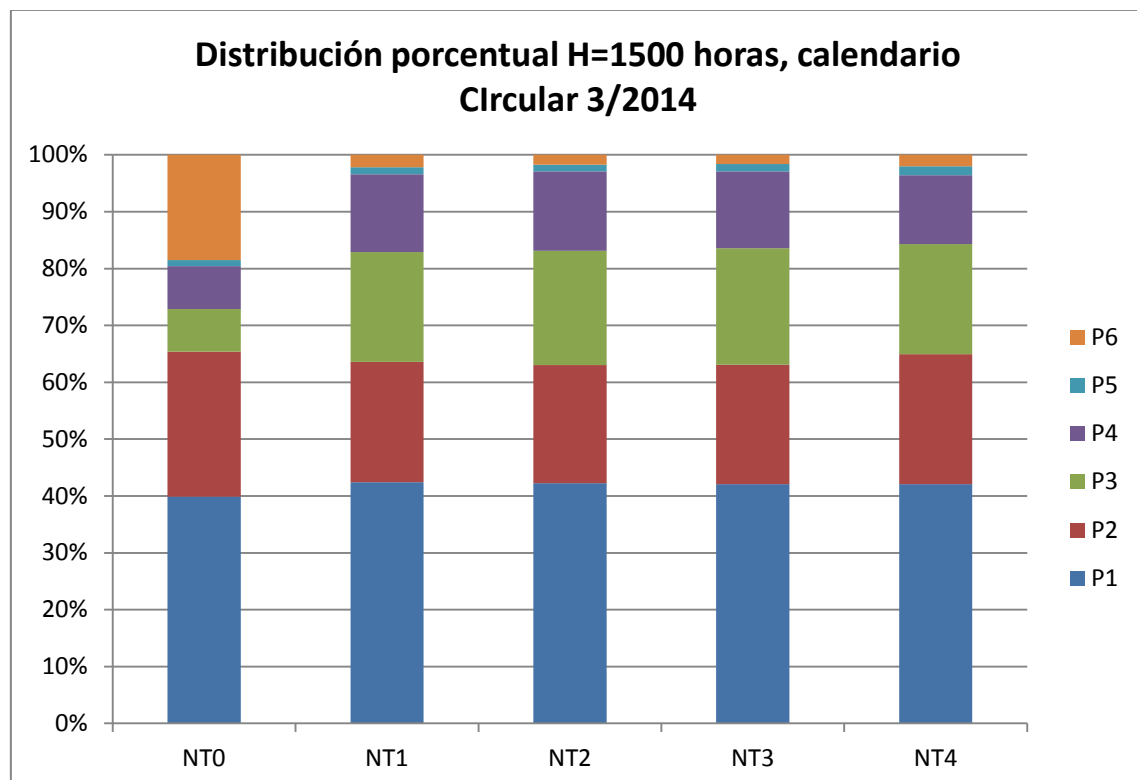


Figura 11. Distribución porcentual por periodo horario para 1500 horas punta según los calendarios vigentes. Elaboración propia. Fuente: [6].

Sobre los datos presentados cabe mencionar que la distribución de los periodos horarios en las horas punta depende del perfil de la curva de carga y las discriminaciones horarias definidas. Las porcentajes reducidos de algunos periodos horarios para el calendario de la Circular 3/2014 se explican porque las curvas de carga con las que se ha realizado el análisis pertenecen al ejercicio de 2012 y porque los perfiles de demanda están adaptados a las señales de precio correspondientes a los calendarios vigentes, no a los calendarios de la Circular 3/2014.

Cuando se impongan los peajes de transporte y distribución según la metodología de la CNMC, los perfiles de la curva de carga evolucionarán adaptándose a la discriminación horaria definida en la Circular 3/2014, desplazando la demanda desde los periodos horarios más partícipes en las horas punta a aquellos con porcentajes de participación en horas punta más reducidos.

Para continuar la ejecución de la metodología de la CNMC para el cálculo de los peajes de transporte y distribución para el ejercicio de 2014, se optará por aplicar los porcentajes de participación por periodo horario correspondientes a considerar el calendario de la Circular 3/2014 incluidos en la Tabla 28 sobre los costes por nivel de tensión que se deben recuperar con cargo a los términos de potencia, calculados en la Tabla 23.

La asignación de coste de redes de transporte y distribución por nivel de tensión tarifario a cada periodo horario considerando el calendario de la Circular 3/2014 resulta:

|               |    | Nivel de tensión tarifario |         |         |         |         |
|---------------|----|----------------------------|---------|---------|---------|---------|
|               |    | NT0                        | NT1     | NT2     | NT3     | NT4     |
| Periodos (M€) | P1 | 712.429                    | 705.147 | 152.613 | 147.359 | 428.668 |
|               | P2 | 456.288                    | 352.573 | 75.103  | 73.563  | 233.016 |
|               | P3 | 134.623                    | 321.529 | 72.455  | 71.694  | 197.690 |
|               | P4 | 133.432                    | 227.288 | 50.550  | 47.407  | 122.962 |
|               | P5 | 20.253                     | 19.957  | 4.333   | 4.671   | 16.304  |
|               | P6 | 330.005                    | 36.588  | 6.018   | 5.605   | 20.380  |

Tabla 29. Costes de transporte y distribución por periodo horario de cada NT según el calendario de la Circular 3/2014 para H=1500. Fuente: [6].

## 6.5. Cálculo de los términos de potencia contratada de los peajes de los consumidores

Sobre estos costes de transporte y distribución por periodo horario de cada nivel de tensión tarifario, se debe realizar un reparto atendiendo al criterio de causalidad. Es decir, se tiene que determinar la parte de los costes de cada nivel de tensión, que son responsabilidad de los niveles de tensión inferiores, para cada uno de los periodos horarios de dicho nivel de tensión.

La imputación de costes se lleva a cabo mediante la aplicación de los coeficientes alfa de reparto de costes por criterio de causalidad  $\alpha_{j,p}^i$ , que asignan el coste del nivel de tensión  $i$  de cada periodo que deben pagar los usuarios conectados al propio nivel de tensión ( $i = j$ ) y los costes que deben pagar los usuarios conectados a niveles de tensión inferiores ( $i \leq j$ ).

Dichos coeficientes ponderan el nivel de utilización de cada nivel de tensión (propio y superiores) para el suministro eléctrico de un determinado nivel de tensión y se calculan mediante la aplicación de las Fórmulas [21,22,...,36].

Las variables de entrada para el cálculo de los coeficientes son la potencia contratada prevista de cada nivel de tensión en cada periodo horario  $D_{i,p}$ , y los flujos de potencia entre los niveles de tensión  $wd_{i,p}^j$  en la hora de máxima demanda. Es decir, las variables consideradas por el Modelo de red simplificado considerado en el Anexo III de la Circular 3/2014.

En el Anexo V de la Memoria de la CNMC de la Circular 3/2014 se encuentran los datos de estas variables procedentes del balance de potencia de empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes desglosados por nivel de tensión y periodo horario para el ejercicio de 2014. Los valores de las variables mencionadas se exponen a continuación:

| $D_{i,p}$<br><sup>5</sup> (kW*) | P1        | P2         | P3         | P4         | P5         | P6        |
|---------------------------------|-----------|------------|------------|------------|------------|-----------|
| NT1                             | 9.313.487 | 11.403.933 | 12.388.719 | 12.155.947 | 10.848.421 | 6.873.041 |
| NT2                             | 1.920.727 | 2.069.358  | 2.005.748  | 2.012.203  | 2.046.418  | 1.683.146 |
| NT3                             | 845.480   | 987.068    | 844.152    | 882.631    | 1.006.338  | 1.133.872 |
| NT4                             | 2.353.981 | 2.726.255  | 1.945.922  | 2.009.819  | 2.527.881  | 2.857.935 |

Tabla 30. Potencia contratada de cada nivel de tensión por periodo horario según el calendario de la

Circular 3/2014. Fuente: CNMC [3].

<sup>5</sup>Las unidades de potencia son kW, pero en el anexo V de la Circular 3/2014 vienen referidas en kWh. Se debe a que en caso de no estar disponibles los flujos máximos de potencia para cada nivel de tensión, se aproxima el valor de los coeficientes alfa utilizando valores de energía. En este caso, se indicará en la memoria del TFG las unidades como kW\* [33].

| $wd_{i,p}^j$<br>(kW*) | P1         | P2         | P3         | P4         | P5         | P6         |
|-----------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| $wd_{0,p}^1$          | 26.799.587 | 20.561.484 | 19.391.889 | 18.643.216 | 16.537.690 | 24.722.862 |
| $wd_{1,p}^2$          | 20.489.967 | 17.422.991 | 16.616.275 | 16.006.426 | 14.609.554 | 18.135.178 |
| $wd_{1,p}^3$          | 9.055.276  | 7.882.823  | 6.962.545  | 6.719.259  | 6.148.478  | 7.692.234  |
| $wd_{2,p}^3$          | 9.725.798  | 7.621.011  | 7.578.414  | 7.289.872  | 6.434.208  | 8.546.035  |
| $wd_{1,p}^4$          | 6.221.456  | 5.817.517  | 6.094.041  | 6.247.464  | 4.540.581  | 5.320.322  |
| $wd_{2,p}^4$          | 9.421.212  | 8.688.419  | 7.778.042  | 7.620.482  | 5.843.830  | 8.311.525  |
| $wd_{3,p}^4$          | 10.263.362 | 9.297.905  | 7.651.801  | 7.782.406  | 5.862.906  | 8.859.203  |

Tabla 31. Flujos de potencia que circula del nivel de tensión i al nivel de tensión j para cada nivel de tensión según el calendario de la Circular 3/2014. Fuente: CNMC [3].

La matriz de coeficientes alfa de reparto de costes por criterio de causalidad a aplicar a los costes de redes que se deben recuperar con cargo a los términos de potencia para el ejercicio de 2014 es la siguiente:

| NTi | $\alpha_{j,p}^i$ | P1    | P2    | P3    | P4    | P5    | P6    |
|-----|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| NT0 | $\alpha_{0,p}^0$ | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| NT1 | $\alpha_{1,p}^1$ | 0,258 | 0,357 | 0,390 | 0,395 | 0,396 | 0,218 |
|     | $\alpha_{0,p}^1$ | 0,742 | 0,643 | 0,610 | 0,605 | 0,604 | 0,782 |
| NT2 | $\alpha_{2,p}^2$ | 0,086 | 0,106 | 0,108 | 0,112 | 0,123 | 0,085 |
|     | $\alpha_{1,p}^2$ | 0,236 | 0,319 | 0,348 | 0,351 | 0,347 | 0,199 |
|     | $\alpha_{0,p}^2$ | 0,678 | 0,575 | 0,544 | 0,538 | 0,530 | 0,716 |
| NT3 | $\alpha_{3,p}^3$ | 0,043 | 0,06  | 0,055 | 0,059 | 0,074 | 0,065 |
|     | $\alpha_{2,p}^3$ | 0,042 | 0,049 | 0,053 | 0,055 | 0,058 | 0,042 |
|     | $\alpha_{1,p}^3$ | 0,236 | 0,318 | 0,348 | 0,350 | 0,344 | 0,194 |
|     | $\alpha_{0,p}^3$ | 0,679 | 0,573 | 0,544 | 0,536 | 0,524 | 0,699 |
| NT4 | $\alpha_{4,p}^4$ | 0,083 | 0,103 | 0,083 | 0,085 | 0,135 | 0,113 |
|     | $\alpha_{3,p}^4$ | 0,016 | 0,021 | 0,018 | 0,019 | 0,023 | 0,023 |
|     | $\alpha_{2,p}^4$ | 0,044 | 0,052 | 0,053 | 0,054 | 0,056 | 0,042 |
|     | $\alpha_{1,p}^4$ | 0,221 | 0,294 | 0,330 | 0,332 | 0,311 | 0,179 |
|     | $\alpha_{0,p}^4$ | 0,636 | 0,530 | 0,516 | 0,509 | 0,475 | 0,643 |

Tabla 32. Matriz de coeficientes de reparto de costes por criterio de causalidad de los costes de redes a recuperar con cargo a los términos de potencia de los peajes a consumidores, según el calendario de la Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fuente: [6].

<sup>6</sup>Mirar nota 5.



A los costes de transporte y distribución por periodo horario de cada nivel de tensión a recuperar a través de los términos de potencia de la Tabla 29, se le aplican sus correspondientes coeficientes de reparto de costes por criterio de causalidad de la Tabla 32. Cada nivel de tensión tarifario y periodo horario tendrá unos coeficientes de asignación para el propio nivel de tensión y para cada uno de los niveles de tensión inferiores si los hubiera (para el NT0 no los hay, pues es el más inferior).

De esta forma, los costes del NT0 serán asumidos íntegramente por el propio nivel NT0 al no haber niveles de tensión inferiores. Los costes del nivel NT1 se asignan al propio NT1 y al nivel NT0 en la proporción que determinan los coeficientes calculados. Los costes del NT2 se asignan al propio NT2, al NT1 y al NT0 según los coeficientes y así sucesivamente.

El resultado de la reasignación de costes de transporte y distribución por medio de la aplicación de los coeficientes alfa de reparto de costes por criterio de causalidad se presenta en la siguiente tabla:

| NTi | NTj | Asignación coste de redes por criterio de causalidad a recuperar con término de potencia (miles de €) |         |         |         |        |         |
|-----|-----|---|---------|---------|---------|--------|---------|
|     |     | P1  | P2      | P3      | P4      | P5     | P6      |
| NT0 | NT0 | 712.429   | 456.288 | 134.623 | 133.432 | 20.253 | 330.005 |
| NT1 | NT1 | 181.856   | 125.783 | 125.338 | 89.707  | 7.906  | 7.959   |
|     | NT0 | 523.291   | 226.790 | 196.191 | 137.581 | 12.051 | 28.629  |
| NT2 | NT2 | 13.080  | 7.973   | 7.804   | 5.645   | 532    | 511     |
|     | NT1 | 35.985  | 23.949  | 25.202  | 17.723  | 1.505  | 1.198   |
|     | NT0 | 103.548   | 43.181  | 39.449  | 27.182  | 2.295  | 4.309   |
| NT3 | NT3 | 6.348   | 4.403   | 3.934   | 2.810   | 346    | 366     |
|     | NT2 | 6.258   | 3.609   | 3.804   | 2.592   | 272    | 234     |
|     | NT1 | 34.752  | 23.386  | 24.932  | 16.579  | 1.606  | 1.089   |
|     | NT0 | 100.000   | 42.165  | 39.025  | 25.427  | 2.448  | 3.916   |
| NT4 | NT4 | 35.707  | 23.945  | 16.391  | 10.445  | 2.195  | 2.298   |
|     | NT3 | 6.707   | 4.888   | 3.536   | 2.397   | 377    | 465     |
|     | NT2 | 18.860  | 12.108  | 10.476  | 6.634   | 920    | 865     |
|     | NT1 | 94.750  | 68.524  | 65.212  | 40.844  | 5.075  | 3.644   |
|     | NT0 | 272.644   | 123.551 | 102.075 | 62.642  | 7.737  | 13.108  |

Tabla 33. Costes de transporte y distribución de cada NT por periodo horario, atribuidos al propio NT y a los NT superiores por participación en su coste, a recuperar con cargo al término de potencia, según calendario de la Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fuente: [6].

Como se puede observar, la metodología de cálculo de la CNMC en primera instancia considera los costes de redes asociados a cada nivel de tensión tarifario por periodo horario, para luego atribuir causalmente parte de dichos costes a los niveles de tensión que utilizan ese nivel de tensión para su suministro y que, por tanto, inducen parte de su coste de transporte y distribución.

Si se agrupa para cada nivel de tensión tarifario  $i$ , los costes de su nivel de tensión  $i$  asignados a su propio nivel de tensión  $i$  y los costes de niveles de tensión superiores  $k$  imputados por participación en su coste, se obtiene como resultado el coste total a recuperar por el nivel de tensión  $i$ .

La agrupación de costes de cada nivel de tensión y su coste final vienen referidos en la tabla siguiente:

| NT <sub>i</sub> | NT <sub>k</sub> | Coste de redes imputado a cada NT por periodo horario con cargo al término de potencia (miles de €) |         |         |         |        |         |
|-----------------|-----------------|---|---------|---------|---------|--------|---------|
|                 |                 | P1  | P2      | P3      | P4      | P5     | P6      |
| NT0             | NT0             | 712.429   | 456.288 | 134.623 | 133.432 | 20.253 | 330.005 |
|                 | NT1             | 523.291   | 226.790 | 196.191 | 137.581 | 12.051 | 28.629  |
|                 | NT2             | 103.548   | 43.181  | 39.449  | 27.182  | 2.295  | 4.309   |
|                 | NT3             | 100.000   | 42.165  | 39.025  | 25.427  | 2.448  | 3.916   |
|                 | NT4             | 272.644   | 123.551 | 102.075 | 62.642  | 7.737  | 13.108  |
|                 | Total           | 1.711.912   | 891.974 | 511.362 | 386.262 | 44.784 | 379.967 |
| NT1             | NT1             | 181.856   | 125.783 | 125.338 | 89.707  | 7.906  | 7.959   |
|                 | NT2             | 35.985  | 23.949  | 25.202  | 17.723  | 1.505  | 1.198   |
|                 | NT3             | 34.752  | 23.386  | 24.932  | 16.579  | 1.606  | 1.089   |
|                 | NT4             | 94.750  | 68.524  | 65.212  | 40.844  | 5.075  | 3.644   |
|                 | Total           | 347.344   | 241.643 | 240.684 | 164.853 | 16.092 | 13.890  |
| NT2             | NT2             | 13.080  | 7.973   | 7.804   | 5.645   | 532    | 511     |
|                 | NT3             | 6.258   | 3.609   | 3.804   | 2.592   | 272    | 234     |
|                 | NT4             | 18.860  | 12.108  | 10.476  | 6.634   | 920    | 865     |
|                 | Total           | 38.198  | 23.690  | 22.084  | 14.870  | 1.724  | 1.610   |
| NT3             | NT3             | 6.348   | 4.403   | 3.934   | 2.810   | 346    | 366     |
|                 | NT4             | 6.707   | 4.888   | 3.536   | 2.397   | 377    | 465     |
|                 | Total           | 13.055  | 9.291   | 7.470   | 5.207   | 723    | 831     |
| NT4             | NT4             | 35.707  | 23.945  | 16.391  | 10.445  | 2.195  | 2.298   |
|                 | Total           | 35.707  | 23.945  | 16.391  | 10.445  | 2.195  | 2.298   |

Tabla 34. Costes de redes de cada NT por periodo horario imputado del coste del propio nivel de tensión ( $i = j$ ) y de niveles de tensión superiores ( $j > i$ ), según calendario de la Circular 3/2014 para el ejercicio de 2014. Fuente: [6].

Los costes finales de transporte y distribución por periodo horario y nivel de tensión tarifario, del propio nivel de tensión y de los niveles de tensión superiores en cuyo coste se participa, a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes a los consumidores se presentan en la siguiente tabla:

| NT  | Costes finales a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes de cada NT por periodo horario (miles de €) |         |         |         |        |         |
|-----|---|---------|---------|---------|--------|---------|
|     | P1  | P2      | P3      | P4      | P5     | P6      |
| NT0 | 1.711.912   | 891.974 | 511.362 | 386.262 | 44.784 | 379.967 |
| NT1 | 347.344   | 241.643 | 240.684 | 164.853 | 16.092 | 13.890  |
| NT2 | 38.198  | 23.690  | 22.084  | 14.870  | 1.724  | 1.610   |
| NT3 | 13.055  | 9.291   | 7.470   | 5.207   | 723    | 831     |
| NT4 | 35.707  | 23.945  | 16.391  | 10.445  | 2.195  | 2.298   |

Tabla 35. Costes finales de redes de cada NT por periodo horario a recuperar con cargo al término de potencia, según calendario Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fuente: [6].

El término de facturación por potencia contratada tiene unidades [€/kW año] y expresa, por tanto, la cuantía que se debe recuperar de los costes de transporte y distribución por parte de cada grupo tarifario (NTi/Pi) por kW de potencia contratada.

Así pues, para obtener los términos de potencia contratada de los peajes de transporte y distribución de los consumidores se tiene que realizar el cociente entre el coste de cada grupo tarifario (nivel de tensión y periodo horario) entre la potencia contratada, prevista para el ejercicio que se está calculando, de ese grupo tarifario.

La potencia contratada prevista para el ejercicio de 2014 diferenciada por nivel de tensión tarifario y periodo horario según los datos referidos por la CNMC es:

| NT  | Potencia contratada por periodo horario de cada NT (MW) |         |         |         |         |         |
|-----|---|---------|---------|---------|---------|---------|
|     | P1  | P2      | P3      | P4      | P5      | P6      |
| NT0 | 150.634   | 150.634 | 150.634 | 150.634 | 150.634 | 150.820 |
| NT1 | 23.257  | 23.568  | 27.748  | 13.847  | 23.937  | 27.723  |
| NT2 | 3.294   | 3.415   | 3.440   | 3.485   | 3.497   | 4.262   |
| NT3 | 1.521   | 1.788   | 1.802   | 1.849   | 1.870   | 2.235   |
| NT4 | 3.595   | 4.019   | 4.186   | 4.359   | 4.388   | 5.007   |

Tabla 36. Potencia contratada prevista de cada NT por periodo horario para ejercicio 2014.

Fuente: CNMC [3].

Del cociente término a término entre las Tablas [35,36], se obtienen los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores. Son los siguientes:

| NT     | Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kW) |         |        |         |        |        |
|--------|--|---------|--------|---------|--------|--------|
|        | P1   | P2      | P3     | P4      | P5     | P6     |
| NT0/BT | 11,3647  | 5,9215  | 3,3767 | 2,5642  | 0,2973 | 2,5193 |
| NT1    | 14,8631  | 10,2043 | 8,6321 | 11,8460 | 0,6692 | 0,4986 |
| NT2    | 11,5574  | 6,9145  | 6,3974 | 4,2514  | 0,4916 | 0,3768 |
| NT3    | 8,5556   | 5,1801  | 4,1310 | 2,8058  | 0,3856 | 0,3705 |
| NT4    | 9,9324   | 5,9579  | 3,9157 | 2,3962  | 0,5002 | 0,4590 |

Tabla 37. Término de potencia por NT, discriminado en seis periodos horarios, de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, según calendario de la Circular 3/2014 para ejercicio 2014 [6].

El proceso de cálculo de los términos de potencia de los peajes de los consumidores ha terminado en este punto para los peajes con diferenciación horaria en seis periodos, es decir, los asociados con los niveles de tensión NT1, NT2, NT3 y NT4 que son, respectivamente, el 6.1 TD, 6.2 TD 6.3 TD y 6.4 TD.

No obstante, el nivel de tensión NT0 se diferencia en los peajes 2.0 TD y 3.0 TD, según la potencia contratada sea inferior o superior a 15 kW, y estos peajes tienen una discriminación horaria distinta de seis periodos. Hay que adaptar los costes unitarios de los términos de potencia de los peajes de baja tensión con discriminación horaria en seis periodos a la discriminación horaria de los peajes 2.0TD (sin discriminación horaria) y del peaje 3.0TD (discriminación horaria en tres periodos).

|     | Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes de los consumidores BT por periodo horario (€/kW) |        |        |        |        |        |
|-----|---|--------|--------|--------|--------|--------|
|     | P1  | P2     | P3     | P4     | P5     | P6     |
| NT0 | 11,3647   | 5,9215 | 3,3767 | 2,5642 | 0,2973 | 2,5193 |

Tabla 38. Términos de potencia en seis periodos de consumidores de BT, según calendario de Circular 3/2014 para ejercicio de 2014. Fuente: [6].

Para obtener el término de potencia del peaje 2.0 TD se suman los costes unitarios en seis periodos incluidos en la Tabla 38, pues no se le aplica discriminación horaria a su término de potencia. Para obtener los tres términos de potencia del peaje 3.0 TD de diferenciación horaria en tres periodos se aplica a sus costes unitarios en seis periodos de la Tabla 38, los coeficientes de conversión de seis a tres periodos de la siguiente tabla:

| Peaje  | Periodo | P1   | P2   | P3   | P4   | P5  | P6   |
|--------|---------|------|------|------|------|-----|------|
| 3.0 TD | 1       | 100% | 0%   | 100% | 0%   | 50% | 0%   |
|        | 2       | 0%   | 100% | 0%   | 100% | 50% | 0%   |
|        | 3       | 0%   | 0%   | 0%   | 0%   | 0%  | 100% |

Tabla 39. Coeficientes de conversión de seis a tres periodos del coste de redes a recuperar con cargo al término de potencia del peaje 3.0 TD, según el calendario de la Circular 3/2014 para el ejercicio de 2014.

Fuente: CNMC [3].

Los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores de baja tensión tras aplicar la conversión de seis periodos a sus respectivas discriminaciones horarias se recogen en la siguiente tabla:

| Peaje  | Términos de potencia BT (€/kW) |        |        |
|--------|--------------------------------|--------|--------|
|        | 1                              | 2      | 3      |
| 2.0 TD | 26,0618                        | -      | -      |
| 3.0 TD | 14,8901                        | 8,6344 | 2,5193 |

Tabla 40. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores BT convertidos a sus respectivas discriminaciones horarias, según calendario de la Circular 3 /2014 para el ejercicio de 2014. Fuente: [6].

Tras la adaptación de los peajes de BT a su discriminación horaria, el cálculo de los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores ha concluido. Dichos términos de potencia, se desglosan por peaje y periodo horario en la siguiente tabla:

| Peaje   | Términos de potencia de los peajes de los consumidores por periodo horario (€/kW) |         |        |         |        |        |
|---------|---|---------|--------|---------|--------|--------|
|         | 1   | 2       | 3      | 4       | 5      | 6      |
| 2.0 TD  | 26,0618   | -       | -      | -       | -      | -      |
| 2.02 TD | 26,0618   | -       | -      | -       | -      | -      |
| 2.03 TD | 26,0618   | -       | -      | -       | -      | -      |
| 3.0 TD  | 14,8901   | 8,6344  | 2,5193 | -       | -      | -      |
| 6.1 TD  | 14,8631   | 10,2043 | 8,6321 | 11,8460 | 0,6692 | 0,4986 |
| 6.2 TD  | 11,5574   | 6,9145  | 6,3974 | 4,2514  | 0,4916 | 0,3768 |
| 6.3 TD  | 8,5556  | 5,1801  | 4,1310 | 2,8058  | 0,3856 | 0,3705 |
| 6.4 TD  | 9,9324  | 5,9579  | 3,9157 | 2,3962  | 0,5002 | 0,4590 |

Tabla 41. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, según el calendario de la Circular 3/2014 para el ejercicio 2014. Fuente: [6].

## 6.6. Asignación de los costes de transporte y distribución a los términos de energía consumida de los peajes de los consumidores

La metodología de cálculo de los términos de energía consumida de los peajes de los consumidores es análoga a la de los términos de potencia.

Tal y como se hizo con los términos de potencia, se va a optar por realizar el cálculo según el calendario de la Circular 3/2014 para un número de horas punta considerado  $H$ , igual a 1500 horas.

Los costes de transporte y distribución que se deben recuperar a través de los términos de energía de cada nivel de tensión tarifario discriminados por periodo horario, se obtienen al aplicar los porcentajes de participación en la hora punta de la Tabla 29, a los costes de redes por nivel de tensión a recuperar con cargo al término de energía de la Tabla 25.

|               |    | Nivel de tensión tarifario |         |        |        |         |
|---------------|----|----------------------------|---------|--------|--------|---------|
|               |    | NT0                        | NT1     | NT2    | NT3    | NT4     |
| Periodos (M€) | P1 | -                          | 235.049 | 50.871 | 49.120 | 142.889 |
|               | P2 | -                          | 117.524 | 25.034 | 24.521 | 77.672  |
|               | P3 | -                          | 107.176 | 24.152 | 23.898 | 65.897  |
|               | P4 | -                          | 75.763  | 16.850 | 15.802 | 40.987  |
|               | P5 | -                          | 6.652   | 1.444  | 1.557  | 5.435   |
|               | P6 | -                          | 12.196  | 2.006  | 1.868  | 6.793   |

Tabla 42. Costes de transporte y distribución por periodo horario de cada NT que se deben recuperar con el término de energía según el calendario de la Circular 3/2014 para  $H=1500$ . Fuente: [6].

Sobre los costes de redes de cada nivel de tensión por periodo horario a recuperar con cargo al término de energía, se aplican los coeficientes alfa de reparto de costes por criterio de causalidad para los términos de energía.

Para ello, se aplican las Fórmulas [21,22,...,36] pero considerando esta vez como variables de entrada la energía consumida prevista de cada nivel de tensión por periodo horario  $E_{i,p}$ , y el flujo de energía que circula del nivel de tensión  $i$  al nivel de tensión  $j$  en cada periodo horario  $w_{i,p}^j$ .

Los datos de las variables de energía consumida  $E_{i,p}$  de cada nivel de tensión  $i$  por periodo horario y de los flujos de energía  $w_{i,p}^j$  entre niveles de tensión tarifarios, proceden del balance de energía de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y se encuentran recogidos en el Anexo V de la Memoria de la CNMC de la Circular 3/2014. Sus valores se presentan en la Tablas [43,44].

| $E_{i,p}$ (kWh) | P1            | P2            | P3             |
|-----------------|---------------|---------------|----------------|
| NT1             | 8.231.738.768 | 7.856.619.970 | 7.793.298.701  |
| NT2             | 1.628.289.810 | 1.622.255.398 | 1.651.922.871  |
| NT3             | 749.376.480   | 784.228.426   | 828.142.966    |
| NT4             | 1.965.490.503 | 2.068.885.808 | 2.153.662.781  |
| $E_{i,p}$ (kWh) | P4            | P5            | P6             |
| NT1             | 7.781.536.988 | 7.781.536.988 | 33.174.022.081 |
| NT2             | 1.651.876.905 | 1.651.876.905 | 8.532.748.583  |
| NT3             | 829.808.327   | 829.808.327   | 4.929.591.756  |
| NT4             | 2.166.320.644 | 2.166.320.644 | 12.755.955.380 |

Tabla 43. <sup>7</sup>Energía consumida de cada nivel de tensión tarifario por periodo horario según el calendario de la Circular 3/2014. Fuente: CNMC [3].

| $w_{i,p}^j$ (kWh) | P1             | P2             | P3             |
|-------------------|----------------|----------------|----------------|
| $w_{0,p}^1$       | 14.367.010.722 | 14.143.750.295 | 13.277.871.248 |
| $w_{1,p}^2$       | 12.189.843.166 | 11.939.674.294 | 11.410.238.294 |
| $w_{1,p}^3$       | 5.271.527.102  | 5.111.755.197  | 4.856.491.088  |
| $w_{1,p}^4$       | 4.175.759.770  | 3.981.001.046  | 3.802.061.390  |
| $w_{2,p}^3$       | 5.561.048.769  | 5.406.911.941  | 5.189.875.403  |
| $w_{2,p}^4$       | 5.564.872.166  | 5.448.545.681  | 5.167.550.598  |
| $w_{3,p}^4$       | 5.829.827.819  | 5.657.928.438  | 5.325.613.788  |
| $w_{i,p}^j$ (kWh) | P4             | P5             | P6             |
| $w_{0,p}^1$       | 13.208.002.156 | 13.208.002.156 | 56.292.445.642 |
| $w_{1,p}^2$       | 11.360.799.047 | 11.360.799.047 | 49.480.809.807 |
| $w_{1,p}^3$       | 4.836.927.718  | 4.836.927.718  | 20.608.652.301 |
| $w_{1,p}^4$       | 3.786.120.743  | 3.786.120.743  | 15.494.594.436 |
| $w_{2,p}^3$       | 5.165.617.306  | 5.165.617.306  | 23.098.430.675 |
| $w_{2,p}^4$       | 5.143.462.876  | 5.143.462.876  | 22.214.048.451 |
| $w_{3,p}^4$       | 5.305.314.564  | 5.305.314.564  | 22.671.952.432 |

Tabla 44. <sup>7</sup>Flujos de energía que circula del nivel de tensión i al nivel de tensión j por periodo horario según el calendario de la Circular 3/2014. Fuente: CNMC [3].

<sup>7</sup>Tablas [43,44]: Se presentan las tablas con un formato diferente al anterior para facilitar su correcta visualización.

La matriz de coeficientes alfa de reparto de costes por criterio de causalidad a aplicar a los costes que se deben recuperar con cargo a los términos de energía para el ejercicio de 2014 es la siguiente:

| NTi | $\alpha_{i,p}^i$ | P1    | P2    | P3    | P4    | P5    | P6    |
|-----|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| NT0 | $\alpha_{0,p}^0$ | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| NT1 | $\alpha_{1,p}^1$ | 0,364 | 0,357 | 0,370 | 0,371 | 0,371 | 0,371 |
|     | $\alpha_{0,p}^1$ | 0,636 | 0,643 | 0,630 | 0,629 | 0,629 | 0,629 |
| NT2 | $\alpha_{2,p}^2$ | 0,118 | 0,120 | 0,126 | 0,127 | 0,127 | 0,147 |
|     | $\alpha_{1,p}^2$ | 0,321 | 0,314 | 0,323 | 0,324 | 0,324 | 0,316 |
|     | $\alpha_{0,p}^2$ | 0,561 | 0,566 | 0,550 | 0,549 | 0,549 | 0,537 |
| NT3 | $\alpha_{3,p}^3$ | 0,065 | 0,069 | 0,076 | 0,077 | 0,077 | 0,101 |
|     | $\alpha_{2,p}^3$ | 0,057 | 0,057 | 0,060 | 0,061 | 0,061 | 0,070 |
|     | $\alpha_{1,p}^3$ | 0,320 | 0,312 | 0,319 | 0,320 | 0,320 | 0,307 |
|     | $\alpha_{0,p}^3$ | 0,559 | 0,561 | 0,544 | 0,543 | 0,543 | 0,521 |
| NT4 | $\alpha_{4,p}^4$ | 0,112 | 0,121 | 0,131 | 0,132 | 0,132 | 0,174 |
|     | $\alpha_{3,p}^4$ | 0,022 | 0,023 | 0,025 | 0,025 | 0,025 | 0,031 |
|     | $\alpha_{2,p}^4$ | 0,056 | 0,057 | 0,059 | 0,059 | 0,059 | 0,066 |
|     | $\alpha_{1,p}^4$ | 0,295 | 0,286 | 0,290 | 0,291 | 0,291 | 0,270 |
|     | $\alpha_{0,p}^4$ | 0,515 | 0,514 | 0,495 | 0,493 | 0,493 | 0,458 |

Tabla 45. Matriz de coeficientes de reparto de costes por criterio de causalidad de los costes de redes a recuperar con cargo a los términos de energía de los peajes a consumidores, según el calendario de la Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fuente: [6].

Los coeficientes de reparto de costes por criterio de causalidad de cada nivel de tensión  $i$  correspondientes al propio nivel de tensión ( $i = j$ ) y a los niveles de tensión inferiores ( $j > i$ ) por periodo horario, se aplican al coste correspondiente del nivel de tensión  $i$  por periodo horario de la Tabla 40.



La reasignación de costes de transporte y distribución resultantes de la aplicación de los coeficientes alfa de reparto de costes por criterio de causalidad se expone en la siguiente tabla:

| NTi | NTj | Asignación coste de redes por criterio de causalidad a recuperar con término de energía (miles de €) |        |        |        |       |       |
|-----|-----|--|--------|--------|--------|-------|-------|
|     |     | P1   | P2     | P3     | P4     | P5    | P6    |
| NT0 | NT0 | -  | -      | -      | -      | -     | -     |
| NT1 | NT1 | 85.618   | 41.970 | 39.640 | 28.088 | 2.466 | 4.522 |
|     | NT0 | 149.431  | 75.555 | 67.537 | 47.675 | 4.186 | 7.674 |
| NT2 | NT2 | 5.994  | 2.995  | 3.054  | 2.139  | 183   | 295   |
|     | NT1 | 16.347   | 7.871  | 7.803  | 5.454  | 467   | 634   |
|     | NT0 | 28.530   | 14.169 | 13.294 | 9.257  | 793   | 1.077 |
| NT3 | NT3 | 3.178  | 1.701  | 1.820  | 1.211  | 119   | 189   |
|     | NT2 | 2.779  | 1.403  | 1.442  | 957    | 94    | 131   |
|     | NT1 | 15.722   | 7.648  | 7.632  | 5.055  | 498   | 574   |
|     | NT0 | 27.440   | 13.768 | 13.004 | 8.580  | 845   | 974   |
| NT4 | NT4 | 16.016   | 9.366  | 8.628  | 5.414  | 718   | 1.185 |
|     | NT3 | 3.074  | 1.777  | 1.625  | 1.016  | 135   | 213   |
|     | NT2 | 8.031  | 4.416  | 3.906  | 2.434  | 323   | 451   |
|     | NT1 | 42.170   | 22.181 | 19.136 | 11.909 | 1.579 | 1.833 |
|     | NT0 | 73.600   | 39.931 | 32.603 | 20.214 | 2.680 | 3.111 |

Tabla 46. Costes de transporte y distribución de cada NT por periodo horario, atribuidos al propio NT y a los NT superiores por participación en su coste, a recuperar con cargo al término de energía, según calendario de la Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fu

Si se agrupa para cada nivel de tensión tarifario  $i$ , los costes de su nivel de tensión  $i$  asignados a su propio nivel de tensión  $i$  y los costes de niveles de tensión superiores  $k$  imputados por participación en su coste, se obtiene como resultado el coste total a recuperar por el nivel de tensión  $i$ , tal y como se expone en la tabla siguiente:

| NT <sub>i</sub> | NT <sub>k</sub> | Coste de redes imputado a cada NT por periodo horario con cargo al término de potencia (miles de €) |         |         |        |       |        |
|-----------------|-----------------|---|---------|---------|--------|-------|--------|
|                 |                 | P1  | P2      | P3      | P4     | P5    | P6     |
| NT0             | NT0             | -   | -       | -       | -      | -     | -      |
|                 | NT1             | 149.431   | 75.555  | 67.537  | 47.675 | 4.186 | 7.674  |
|                 | NT2             | 28.530  | 14.169  | 13.294  | 9.257  | 793   | 1.077  |
|                 | NT3             | 27.440  | 13.768  | 13.004  | 8.580  | 845   | 974    |
|                 | NT4             | 73.600  | 39.931  | 32.603  | 20.214 | 2.680 | 3.111  |
|                 | Total           | 279.000   | 143.423 | 126.437 | 85.726 | 8.505 | 12.836 |
| NT1             | NT1             | 85.618  | 41.970  | 39.640  | 28.088 | 2.466 | 4.522  |
|                 | NT2             | 16.347  | 7.871   | 7.803   | 5.454  | 467   | 634    |
|                 | NT3             | 15.722  | 7.648   | 7.632   | 5.055  | 498   | 574    |
|                 | NT4             | 42.170  | 22.181  | 19.136  | 11.909 | 1.579 | 1.833  |
|                 | Total           | 159.856   | 79.669  | 74.211  | 50.506 | 5.011 | 7.564  |
| NT2             | NT2             | 5.994   | 2.995   | 3.054   | 2.139  | 183   | 295    |
|                 | NT3             | 2.779   | 1.403   | 1.442   | 957    | 94    | 131    |
|                 | NT4             | 8.031   | 4.416   | 3.906   | 2.434  | 323   | 451    |
|                 | Total           | 16.805  | 8.814   | 8.403   | 5.530  | 600   | 876    |
| NT3             | NT3             | 3.178   | 1.701   | 1.820   | 1.211  | 119   | 189    |
|                 | NT4             | 3.074   | 1.777   | 1.625   | 1.016  | 135   | 213    |
|                 | Total           | 6.252   | 3.479   | 3.445   | 2.226  | 254   | 403    |
| NT4             | NT4             | 16.016  | 9.366   | 8.628   | 5.414  | 718   | 1.185  |
|                 | Total           | 16.016  | 9.366   | 8.628   | 5.414  | 718   | 1.185  |

Tabla 47. Costes de redes de cada NT por periodo horario imputado del coste del propio nivel de tensión ( $i = j$ ) y de niveles de tensión superiores ( $j > i$ ), según calendario de la Circular 3/2014 para ejercicio 2014

Fuente: [6].

Los costes finales de transporte y distribución por periodo horario y nivel de tensión tarifario, del propio nivel de tensión y de los niveles de tensión superiores en cuyo coste se participa, a recuperar con cargo al término de energía de los peajes a los consumidores se presentan en la siguiente tabla:

| NT  | Costes finales a recuperar con cargo al término de energía de los peajes de cada NT por periodo horario (miles de €) |         |         |        |       |        |
|-----|--|---------|---------|--------|-------|--------|
|     | P1   | P2      | P3      | P4     | P5    | P6     |
| NT0 | 279.000  | 143.423 | 126.437 | 85.726 | 8.505 | 12.836 |
| NT1 | 159.856  | 79.669  | 74.211  | 50.506 | 5.011 | 7.564  |
| NT2 | 16.805   | 8.814   | 8.403   | 5.530  | 600   | 876    |
| NT3 | 6.252  | 3.479   | 3.445   | 2.226  | 254   | 403    |
| NT4 | 16.016   | 9.366   | 8.628   | 5.414  | 718   | 1.185  |

Tabla 48. Costes finales de redes de cada NT por periodo horario a recuperar con cargo al término de energía, según calendario Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fuente: [6].

## 6.7. Cálculo de los términos de energía consumida de los peajes de los consumidores

Los costes de transporte y distribución finales imputados a cada grupo tarifario ( $NT_i/P_i$ ), que se deben recuperar con cargo al término de energía, se dividen entre la energía consumida prevista por ese grupo tarifario para la obtención de los términos de energía.

La energía consumida prevista de cada grupo tarifario para el ejercicio de 2014 son los de la tabla 44, incluyendo las del nivel NT0 que no aparece en dicha tabla:

| $E_{i,p}$ | P1             | P2             | P3             |
|-----------|----------------|----------------|----------------|
| NT0       | 13.545.565.787 | 13.318.519.797 | 12.607.190.588 |
| NT1       | 8.231.738.768  | 7.856.619.970  | 7.793.298.701  |
| NT2       | 1.628.289.810  | 1.622.255.398  | 1.651.922.871  |
| NT3       | 749.376.480    | 784.228.426    | 828.142.966    |
| NT4       | 1.965.490.503  | 2.068.885.808  | 2.153.662.781  |
| $E_{i,p}$ | P4             | P5             | P6             |
| NT0       | 12.542.323.368 | 12.542.323.368 | 53.364.769.364 |
| NT1       | 7.781.536.988  | 7.781.536.988  | 33.174.022.081 |
| NT2       | 1.651.876.905  | 1.651.876.905  | 8.532.748.583  |
| NT3       | 829.808.327    | 829.808.327    | 4.929.591.756  |
| NT4       | 2.166.320.644  | 2.166.320.644  | 12.755.955.380 |

Tabla 49. Energía consumida prevista de cada NT por periodo horario para ejercicio 2014 según el calendario de la Circular 3/2014. Fuente: CNMC [3].

Del cociente término a término entre las Tablas [48,49], se obtienen los términos de energía de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores. Son los siguientes:

| NT  | Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kWh) |         |         |         |         |         |
|-----|---|---------|---------|---------|---------|---------|
|     | P1  | P2      | P3      | P4      | P5      | P6      |
| NT0 | 0,02060   | 0,01077 | 0,01003 | 0,00683 | 0,00068 | 0,00024 |
| NT1 | 0,01942   | 0,01014 | 0,00952 | 0,00649 | 0,00064 | 0,00023 |
| NT2 | 0,01032   | 0,00543 | 0,00509 | 0,00335 | 0,00036 | 0,00010 |
| NT3 | 0,00834   | 0,00444 | 0,00416 | 0,00268 | 0,00031 | 0,00008 |
| NT4 | 0,00814   | 0,00453 | 0,00400 | 0,00250 | 0,00033 | 0,00009 |

Tabla 50. Término de energía por NT, discriminado en seis periodos horarios, de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, según calendario de la Circular 3/2014 para ejercicio 2014. Fuente: [6].

Los términos de energía de los peajes de baja tensión tienen una discriminación horaria distinta de seis periodos, por lo que al igual que con los términos de potencia, se deben aplicar los correspondientes coeficientes de conversión.

Para obtener el término de energía del peaje 2.0TD, se suman los costes unitarios a recuperar con cargo al término de energía de cada periodo horario de NT0 (Tabla 50).

Para obtener los términos de energía de los peajes 2.02TD, 2.03TD y 3.0TD se aplican a los costes unitarios a recuperar con cargo al término de energía de cada periodo de NT0 (Tabla 50) los coeficientes de conversión de la Tabla 51.

| Peaje  | Periodo | P1 (%) | P2 (%) | P3 (%) | P4 (%) | P5 (%) | P6 (%) |
|--------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 2.02TD | 1       | 83     | 41     | 68     | 60     | 64     | 15     |
|        | 2       | 17     | 59     | 32     | 40     | 36     | 85     |
| 2.03TD | 1       | 68     | 57     | 65     | 56     | 51     | 24     |
|        | 2       | 32     | 43     | 35     | 44     | 49     | 31     |
|        | 3       | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 46     |
| 3.0TD  | 1       | 100    | 0      | 100    | 0      | 55     | 0      |
|        | 2       | 0      | 100    | 0      | 100    | 45     | 0      |
|        | 3       | 0      | 0      | 0      | 0      | 0      | 100    |

Tabla 51. Coeficientes de conversión de seis a tres periodos del coste de redes a recuperar con cargo al término de energía de los peajes 2.02TD, 2.03TD y 3.0TD, según el calendario de la Circular 3/2014 para el ejercicio de 2014. Fuente: CNMC [3].

Tras la adaptación de los peajes de BT a su discriminación horaria, los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, se desglosan por peaje y periodo horario en la siguiente tabla:

| Peaje   | Términos de potencia de los peajes de los consumidores por periodo horario (€/kWh) |         |         |         |         |         |
|---------|--|---------|---------|---------|---------|---------|
|         | 1  | 2       | 3       | 4       | 5       | 6       |
| 2.0 TD  | 0,04915  | -       | -       | -       | -       | -       |
| 2.02 TD | 0,03290  | 0,01625 | -       | -       | -       | -       |
| 2.03 TD | 0,03090  | 0,01815 | 0,00011 | -       | -       | -       |
| 3.0 TD  | 0,03100  | 0,01791 | 0,00024 | -       | -       | -       |
| 6.1 TD  | 0,01942  | 0,01014 | 0,00952 | 0,00649 | 0,00064 | 0,00023 |
| 6.2 TD  | 0,01032  | 0,00543 | 0,00509 | 0,00335 | 0,00036 | 0,00010 |
| 6.3 TD  | 0,00834  | 0,00444 | 0,00416 | 0,00268 | 0,00031 | 0,00008 |
| 6.4 TD  | 0,00814  | 0,00453 | 0,00400 | 0,00250 | 0,00033 | 0,00009 |

Tabla 52. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, según el calendario de la Circular 3/2014 para el ejercicio 2014. Fuente: [6].

## **CAPÍTULO 7. MANUAL DE INSTRUCCIONES DE LA APLICACIÓN INFORMÁTICA PARA EL CÁLCULO DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN CONFORME A LA METODOLOGÍA DE LA CNMC**

Tras haber analizado, explicado e ilustrado la metodología de la CNMC se ha implementado el proceso de cálculo de los peajes de transporte y distribución en una aplicación informática.

Esta aplicación informática ha sido programada en Excel 2010 con VBA (Visual Basic) empleando como recursos de programación macros, controles ActiveX y formularios Userform.

La elección del software se justifica por la versatilidad y potencia del programa Excel para implementar un proceso de cálculo, por su flexibilidad para la elaboración y maquetación del entorno interactivo, y porque es un programa de uso generalizado, lo cual garantiza la accesibilidad a la aplicación.

El objetivo de la aplicación informática es ejecutar la metodología de cálculo de la CNMC a partir de la introducción de cada una de sus variables de entrada (para cualquier año), de tal forma que se obtenga el cálculo inmediato de los peajes de transporte y distribución para un determinado año en el sistema eléctrico peninsular español, pero con la posibilidad de visualizar cada una de las etapas intermedias del proceso de cálculo, para permitir así, el análisis crítico de sus resultados.

Por consiguiente, la estructura de la aplicación se ha diseñado de tal forma que articula y presenta cada uno de los pasos de la metodología de cálculo de la CNMC descritos en el Capítulo 5 de “Metodología de cálculo de la CNMC”. De esta manera, la aplicación informática se encuentra dividida en cuatro submenús de importación de datos, en los que se introduce y se procesa la información, y un último submenú final, en el que se encuentra el cálculo final de los peajes de transporte y distribución desagregados en sus respectivos términos de potencia y energía.

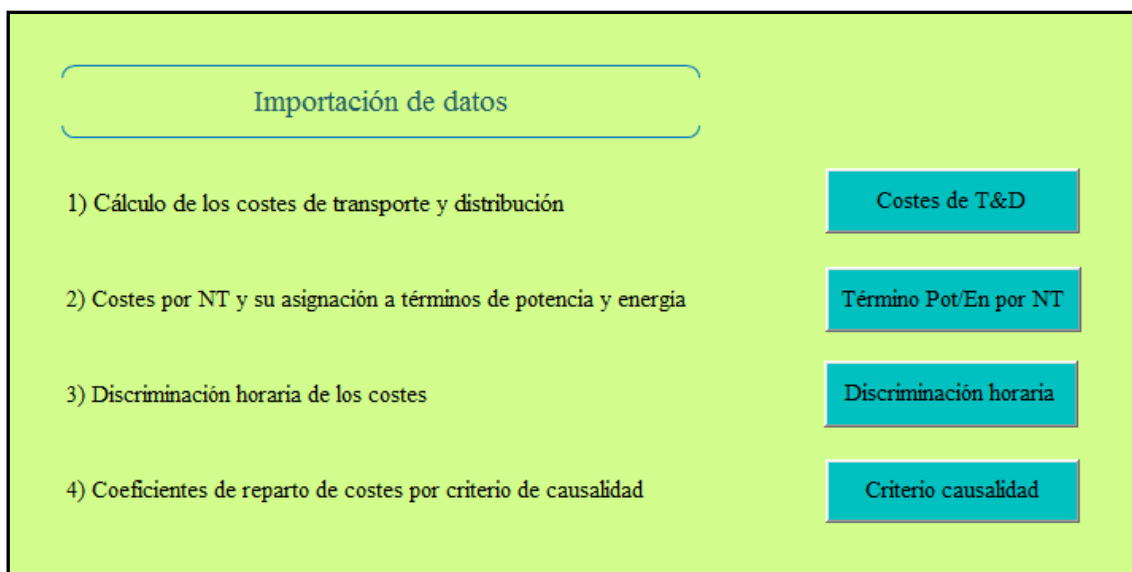


Figura 12. Detalle de los submenús de importación de datos del menú principal de la aplicación informática. Fuente: [6].

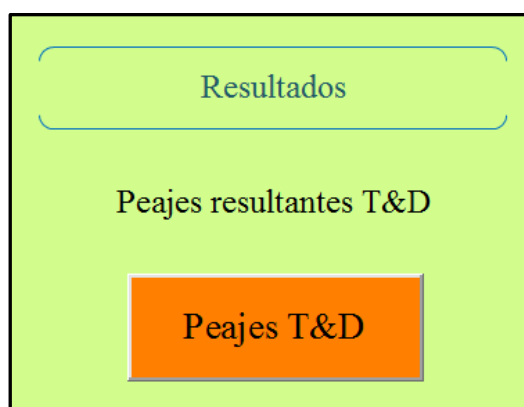


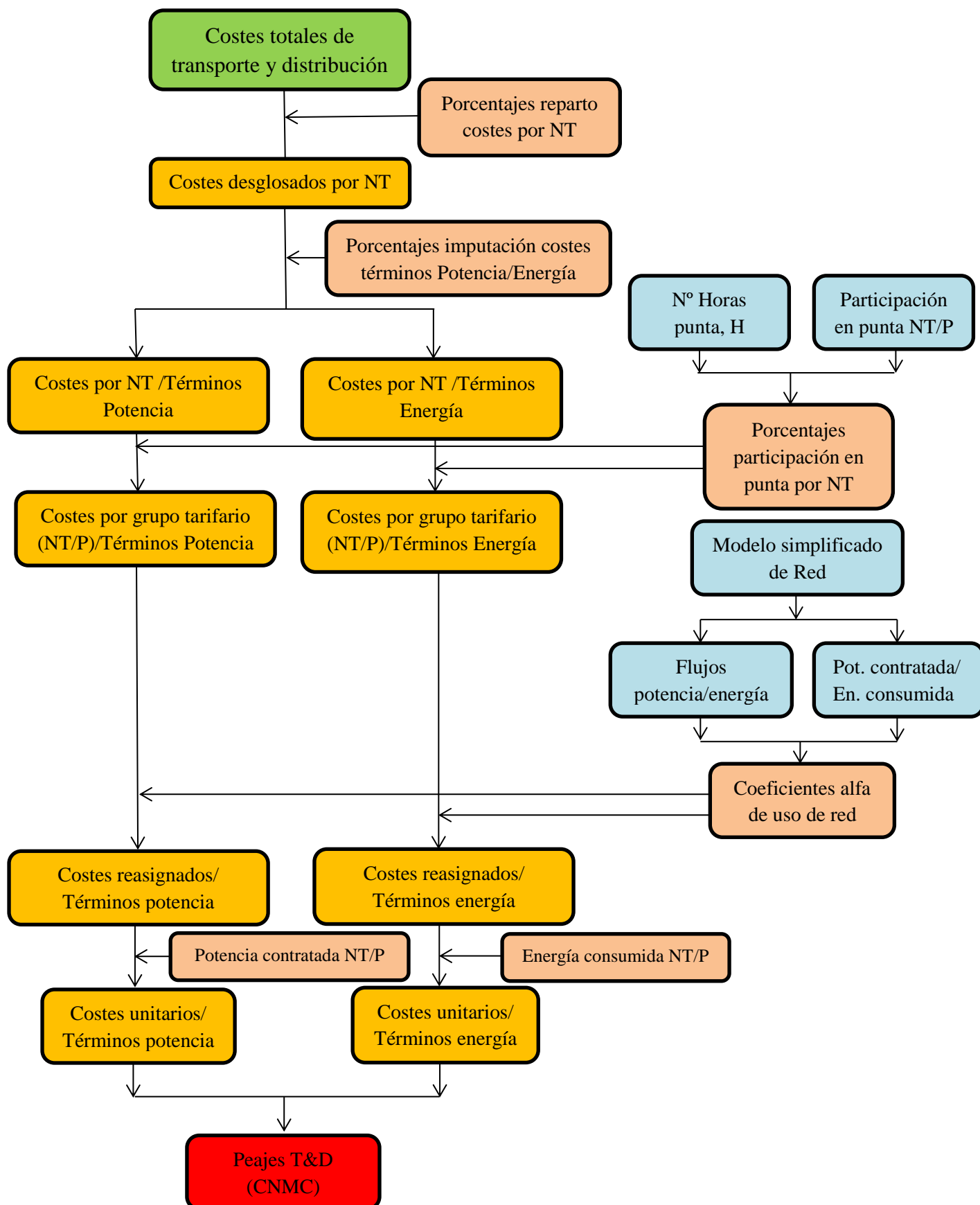
Figura 13. Detalle del submenú resultado final del menú principal de la aplicación informática. Fuente: [6].

En cada uno de los submenús de la herramienta informática hay una diferenciación cromática en los cuadros de los datos, que permite diferenciar inmediatamente cuáles son los datos que debe introducir el usuario, los que proceden del submenú anterior y los finales de ese submenú, que se emplearán en los submenús posteriores.

Además, como cada una de las variables metodología de cálculo de la CNMC susceptibles de cambio para ejercicios/años posteriores, se pueden introducir o variar, la aplicación es operativa a lo largo del tiempo respecto al cálculo para cualquier ejercicio/año del sector eléctrico peninsular español.

También se puede utilizar la aplicación para simular situaciones diferentes a las actuales, a partir de previsiones de demanda y evolución de la misma por efecto de las señales de precio de los peajes de transporte y distribución ya establecidos y conocidos. Es decir, permite realizar análisis de sensibilidad ante escenarios distintos que produzcan el cambio de las variables de entrada de la metodología de la CNMC.

## 7.1. Algoritmo del cálculo anual de los peajes de transporte y distribución del sistema eléctrico peninsular español, según la metodología de cálculo de la CNMC



## 7.2. Explicaciones sobre la navegación por la aplicación informática

Al abrirse la aplicación es posible que aparezca una pestaña con un botón que ponga “Habilitar macros”, en la cual hay que pulsar para activar el código de la aplicación.

En el menú principal aparecen los nombres de cada uno de los submenús junto al botón de acceso a los mismos. Al pulsar dichos botones, se accede a los submenús correspondientes, que tienen el mismo funcionamiento de adquisición de datos y un código cromático análogo para cada submenú.

Dentro de cada submenú se encuentran las tablas con los valores que resultan de la introducción de variables o de la ejecución de las operaciones de cada una de las fases de la etapa de cálculo que se realiza en ese submenú.

Si se quiere regresar al menú principal para continuar introduciendo los datos de los siguientes submenús, en la parte superior izquierda se encuentra el botón para acceder de nuevo al menú principal.

### 7.2.1. Diferenciación cromática de los recuadros de las variables según su procedencia

Los recuadros en los que se encuentran los datos se diferencian por color según su procedencia, con el fin de agilizar su localización y la interpretación de los mismos. Según su procedencia se distinguen los siguientes tipos:

- Variables que debe introducir el usuario. Es decir, aquellos susceptibles de cambio para cada ejercicio del sistema eléctrico.
- Variables intermedias resultantes de la ejecución de la metodología de cálculo de la CNMC dentro de un mismo submenú.
- Variables del submenú actual que proceden de submenús anteriores.
- Variables del submenú actual que serán utilizados en submenús posteriores para ejecutar la metodología de cálculo.

La diferenciación por color de las variables se especifica en la siguiente tabla:

| Variables                      | Color recuadro | Nombre color             |
|--------------------------------|----------------|--------------------------|
| Introducidas por el usuario    |                | Verde claro              |
| Intermedias                    |                | Verde intermedio (fondo) |
| Provenientes submenú anterior  |                | Verde oscuro             |
| Destinadas a submenú posterior |                | Blanco                   |

Tabla 53. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución de aplicación a los consumidores, según el calendario de la Circular 3/2014 para el ejercicio 2014. Fuente: [6].



En la Figura 13 se pueden observar todas las diferenciaciones cromáticas descritas. Los costes de redes de transporte y distribución se han calculado en el submenú 1 y se utilizan en el actual (verde oscuro), todos los porcentajes se introducen en submenú actual y los datos de costes (verde claro) y el resultado de esta etapa de la metodología de la CNMC son los costes desagregados según se recuperen a través de los términos de potencia o de energía (blanco).

Por último, los resultados intermedios tienen un color idéntico al del fondo de la aplicación (verde intermedio).

| Costes de redes atribuidos a cada NT                 |            |              |         |           |           |
|--|------------|--------------|---------|-----------|-----------|
|  | Transporte | Distribución |         |           |           |
| Coste de redes (M€)                                  | 1.358.012  | 4.953.646    |         |           |           |
| Nivel de tensión                                     | NT4        | NT3          | NT2     | NT1       | NT0       |
| Porcentaje (%)                                       | 100        | 9,43         | 9,72    | 44,77     | 36,08     |
| Coste NT (M€)  | 1.358.012  | 467.129      | 481.494 | 2.217.747 | 1.787.275 |
| Asignación coste NT a términos de potencia y energía |            |              |         |           |           |
| Porcentajes potencia (%)                             | 75         | 75           | 75      | 75        | 100       |
| Porcentajes energía (%)                              | 25         | 25           | 25      | 25        | 0         |
| Coste NT/Potencia (M€)                               | 1.018.509  | 350.347      | 361.121 | 1.663.310 | 1.787.275 |
| Coste NT/Energía (M€)                                | 339.503    | 116.782      | 120.374 | 554.437   | 0         |

Figura 14. Figura del submenú 2 de costes por nivel de tensión y su asignación a términos de potencia y energía. Fuente: [6].

### **7.2.2. Importación de datos en los submenús de la aplicación informática**

Cada uno de los submenús de importación de datos, tiene botones que activan un cuadro de diálogo en forma de formulario que permite ingresar las variables correspondientes a esa etapa de la metodología de cálculo de la CNMC.

Estos formularios están diseñados para canalizar la información que se debe introducir, agilizando la introducción de los datos y evitando que se produzcan errores al introducirlos. Para ello, se han programado filtros de validación de datos que detectan diferentes contingencias que se pueden producir al introducir los valores de las variables.

Los filtros de validación de datos de los formularios de cada submenú de importación de datos son:

- Para todos los submenús: Filtro alfanumérico que impide que se introduzcan caracteres no numéricos.
- Submenú 1 (costes de transporte y distribución):
  - Retribución anual de transporte y distribución: filtro que impone valores positivos porque la retribución siempre es positiva.
  - Ingresos por peajes a los productores: filtro que impone valores negativos porque la metodología de la CNMC concibe los peajes a los productores como minorando de los costes de transporte y distribución a recuperar con cargo a los peajes a los consumidores.
- Submenú 2 (costes por NT y su asignación a los términos de potencia y energía):
  - Porcentajes para desglose por NT de los costes de distribución: filtro porcentual que acepta sólo valores entre 0 y 100.
  - Porcentajes para desagregar costes por NT en la cuantía a recuperar con cargo a los términos de potencia y con cargo a los términos de energía: filtro porcentual que sólo acepta valores entre 0 y 100.
- Submenú 3 (discriminación horaria):
  - Número de horas punta y participación en horas punta por NT y periodo horario: filtro que impone valores positivos.
- Submenú 4 (criterio de causalidad):
  - Flujos de potencia y energía, y potencia contratada y energía consumida, por NT y periodo horario: filtro que impone valores positivos.
- Menú final (peajes T&D):

- Potencia contratada y energía consumida previstos: filtro que impone valores positivos.

Cuando se cometa un error que active el filtro de validación de datos, saltará un cuadro de diálogo indicando el error cometido y al aceptarlo, se colocará el cursor en el cuadro de texto para volver a introducirlo correctamente.

### **7.3 Instrucciones de uso de la aplicación informática para cada submenú**

Al ejecutar la aplicación, aparece el menú principal y salta un cuadro de diálogo en el que se muestra información relevante sobre el TFG al que complementa y la fecha final de programación de la aplicación informática.

Tras aceptar el cuadro de diálogo informativo, se visualiza completamente el menú principal, que está dividido en cinco submenús: cuatro de importación de datos y uno de resultado final de los peajes de transporte y distribución.

El usuario debe entrar en cada submenú, preferentemente en orden, para ir rellenando sus formularios introduciendo las variables correspondientes y respetando las unidades indicadas para cada magnitud.

Antes de cargar los datos de los formularios se debe asegurar que no haya ningún campo vacío, pues se importara a la hoja de cálculo como si fuera un cero.

#### **7.3.1. Submenú 1. Cálculo de los costes de transporte y distribución**

La primera etapa de la metodología de cálculo de la CNMC es la evaluación precisa de los costes de las redes de transporte y distribución. Este submenú consta de las tablas de escandallo de costes para las redes de transporte y distribución con los conceptos de coste que la metodología de la CNMC les atribuye.

Para rellenar el escandallo de costes de transporte se pulsa el botón “Costes de transporte”, que activa el formulario que se muestra en la Figura 14.

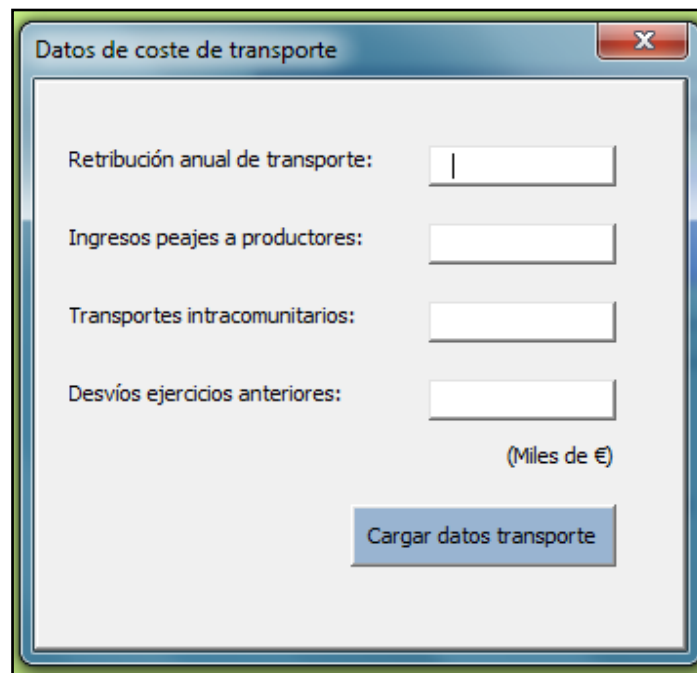
El formulario, titulado "Datos de coste de transporte", contiene cuatro campos de entrada de texto. Los campos están etiquetados como "Retribución anual de transporte:", "Ingresos peajes a productores:", "Transportes intracomunitarios:" y "Desvíos ejercicios anteriores:". Debajo de los campos, se indica "(Miles de €)". En la parte inferior del formulario, hay un botón azul con el texto "Cargar datos transporte".

Figura 15. Formulario para rellenar el escandallo de costes de transporte del submenú 1 de la aplicación.

Fuente: [6].

Cuando se haya rellenado, se pulsa el botón “Cargar datos de transporte” para pasar los valores a la tabla del escandallo de la hoja de cálculo.

Para rellenar el escandallo de costes de distribución se pulsa el botón “Costes de distribución”, que activa el formulario que se muestra a continuación.

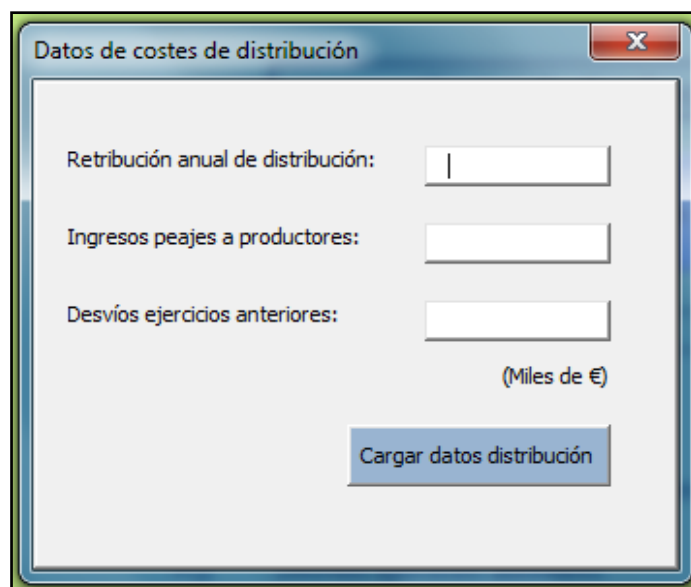
El formulario se titula "Datos de costes de distribución" y tiene un botón de cerrar (X) en la esquina superior derecha. Contiene tres campos de entrada de texto: "Retribución anual de distribución:", "Ingresos peajes a productores:" y "Desvíos ejercicios anteriores:". Debajo de estos campos, se indica "(Miles de €)". En la parte inferior del formulario, hay un botón azul que dice "Cargar datos distribución".

Figura 16. Formulario para rellenar el escandallo de costes de distribución del submenú 1 de la aplicación. Fuente: [6].

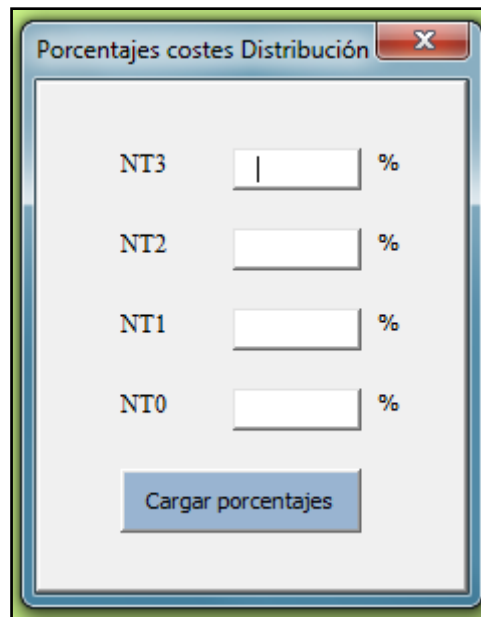
Cuando se haya rellenado se pulsa el botón “Cargar datos de distribución” para pasar los valores a la tabla del escandallo de la hoja de cálculo.

Los valores de las variables se operan según las Fórmulas [4,5] de la metodología de cálculo (véase Capítulo 5) dando como resultado los costes finales de las redes de transporte y distribución a recuperar con cargo a los peajes de los consumidores, variables que emplea el Submenú 2.

### 7.3.2. Submenú 2. Costes por NT y su asignación a los términos de potencia y energía

Los costes finales de transporte y distribución se imputan a cada uno de los niveles de tensión tarifarios. La adjudicación del coste de transporte es inmediata porque se corresponde íntegramente con el nivel de tensión tarifario NT4, pero el coste de las redes de distribución se debe repartir entre los niveles de tensión tarifarios NT3, NT2, NT1 y NT0, según los porcentajes de reparto de coste de redes por niveles de tensión tarifarios establecidos por la CNMC, ya referidos en la Tabla 13 del “Capítulo 5 de Metodología de cálculo de la CNMC”.

Para introducir estos porcentajes se pulsa el botón “Porcentajes costes Distribución”, que activa el formulario que aparece en la Figura 16.



Formulario de porcentajes de reparto de costes de distribución por niveles de tensión tarifarios. El formulario tiene un título "Porcentajes costes Distribución" y un botón de cerrar "X". Contiene cuatro campos de entrada de texto, cada uno con un porcentaje a su derecha:

| Nivel de tensión | Porcentaje (%)       |
|------------------|----------------------|
| NT3              | <input type="text"/> |
| NT2              | <input type="text"/> |
| NT1              | <input type="text"/> |
| NT0              | <input type="text"/> |

Debajo de los campos hay un botón "Cargar porcentajes".

Figura 17. Formulario de porcentajes de reparto de costes de distribución por niveles de tensión tarifarios.

Fuente: [6].

Tras rellenar el formulario se pulsa el botón “Cargar porcentajes” y al aplicarlos al coste de redes de distribución, aparecerán los costes de redes de distribución desglosados en sus correspondientes niveles de tensión tarifarios.

En la parte inferior del Submenú 2 se realiza la asignación de los costes desglosados por niveles de tensión tarifarios que se deben recuperar con cargo a los términos de potencia y con cargo a los términos de energía.

Para ello se deben introducir los porcentajes de asignación de costes a los términos de potencia y energía referidos por la CNMC que resultan de la aplicación de las Fórmulas [15,16].

Se pulsa el botón “Porcentajes términos Potencia/Energía”, que activa el formulario que se muestra en la Figura 17.

Formulario de porcentajes asignación de costes a recuperar con cargo al término de potencia y con cargo al término de energía. El formulario tiene un título "Porcentajes términos potencia y energía" y un botón de cerrar "X". Contiene una tabla con dos columnas: "Potencia %" y "Energia %". Las filas corresponden a los niveles de tensión NT4, NT3, NT2, NT1 y NT0. Cada fila tiene dos campos de entrada para los porcentajes. En la fila NT4, el campo de "Potencia %" contiene el valor "1". Debajo de la tabla hay un botón "Cargar porcentajes".

|     | Potencia % | Energia % |
|-----|------------|-----------|
| NT4 | 1          |           |
| NT3 |            |           |
| NT2 |            |           |
| NT1 |            |           |
| NT0 |            |           |

Cargar porcentajes

Figura 18. Formulario de porcentajes asignación de costes a recuperar con cargo al término de potencia y con cargo al término de energía. Fuente: [6].

Cuando se haya rellenado el formulario se pulsa el botón “Cargar porcentajes” para pasar a la hoja de cálculo los porcentajes de asignación, que se aplicarán a los costes de redes desglosados por niveles de tensión tarifarios.

Las variables de salida del Submenú 2 son, por tanto, los costes de las redes de transporte y distribución desglosados por niveles de tensión tarifarios y desagregados según la cuantía a recuperar con cargo a los términos de potencia y con cargo a los términos de energía.

### 7.3.3. Submenú 3. Discriminación horaria de los costes de transporte y distribución

La discriminación horaria se realiza para seis periodos en todos los niveles de tensión aunque, posteriormente, exista una conversión para los peajes de baja tensión que tienen menos periodos.

Los costes de las redes de transporte y distribución desglosados por niveles de tensión y desagregados según se deban recuperar con el término de potencia o de energía, se discriminan horariamente teniendo en cuenta la participación en las horas punta del sistema de cada uno de sus seis periodos horarios.

En primer lugar, se debe introducir el número H de horas punta considerado para el cálculo de los peajes y, en segundo lugar, el número de horas que participan cada uno de

los periodos de cada nivel de tensión en esas horas punta, datos referidos por la CNMC para cada ejercicio.

Para rellenar estos campos, se pulsa el botón “Participación en punta”, que activa el formulario cuyo detalle aparecen en la Figura 18.

The figure displays two side-by-side screenshots of a software dialog box titled "Discriminación horaria".

The left screenshot shows the "H" tab selected. It contains a label "H/Nº horas punta considerado:" followed by a text input field. Below this is a horizontal line and a message: "Rellene los campos de cada NT antes de cargar datos." At the bottom is a blue button labeled "Cargar discriminación horaria".

The right screenshot shows the "NT4" tab selected. The title of the dialog is "Participación en horas punta NT4". It contains six input fields labeled P1, P2, P3, P4, P5, and P6, each followed by a text input field. Below these fields is the label "(Horas)".

Figura 19. Formulario de discriminación horaria en la pestaña para introducir H y en la pestaña para introducir periodos horarios de NT4, análoga al resto de pestañas. Fuente: [6].

Dentro del cuadro de diálogo, cuando se rellenen los campos de una pestaña se tiene que pasar a la siguiente pulsando en la hilera de pestañas de la parte superior. Cuando se hayan rellenado todas, se pulsa en el botón de “Cargar discriminación horaria” para asignar los valores del formulario a la hoja de cálculo.

En la tabla siguiente, se divide el número de horas punta de cada periodo horario de cada nivel de tensión entre el parámetro H de número de horas punta consideradas, obteniendo los porcentajes de participación en horas, desglosados por nivel de tensión horario y diferenciados por periodo horario.

Esta discriminación horaria expresada de forma porcentual, se aplica a los costes por NT desagregados en términos de potencia y energía, obteniendo en las tablas de la parte de derecha del Submenú 3, dichos costes diferenciados por NT y, ahora también, por periodo horario (discriminados horariamente).



#### 7.3.4. Submenú 4. Criterio de causalidad

En el Submenú 4, último submenú de importación de datos, se calculan y se aplican los coeficientes alfa de reparto de costes por criterio de causalidad. El cálculo de los coeficientes alfa se realiza mediante la aplicación de las Fórmulas [21,22,...,35], tomando como variables de entrada los flujos de potencia/energía entre niveles de tensión tarifarios y la potencia contratada/energía consumida, respectivamente según se esté calculando para el término de potencia o de energía.

En la parte izquierda de la hoja de cálculo se calculan los costes reasignados según criterio de causalidad correspondientes al término de potencia y, en la parte derecha, correspondientes al término de energía. El procedimiento de importación de datos es análogo para ambos, por lo que se ejemplificará solo el de los términos de potencia.

Para introducir los valores de las variables de potencia contratada se pulsa el botón “Potencia contratada”, que activa el formulario que se muestra en la Figura 19.

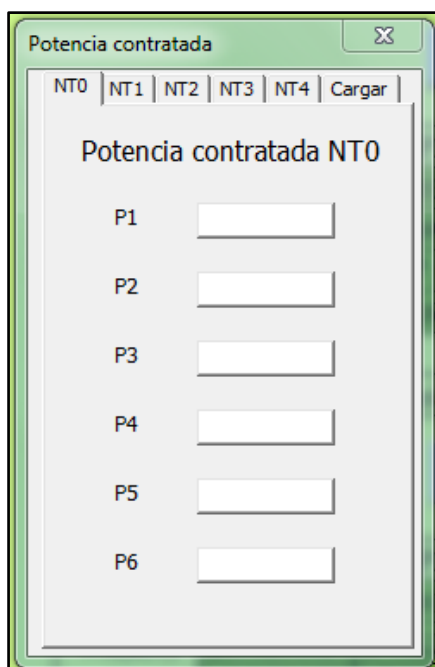
El formulario, titulado "Potencia contratada", presenta una interfaz con pestañas para seleccionar el nivel de tensión (NT0, NT1, NT2, NT3, NT4) y un botón "Cargar". La pestaña "NT0" está activa, mostrando el título "Potencia contratada NT0". Debajo, hay seis filas de entrada, cada una con una etiqueta (P1, P2, P3, P4, P5, P6) y un campo de texto rectangular para introducir el valor correspondiente.

Figura 20. Formulario de potencias contratadas por niveles de tensión y periodo horario.

Fuente: [6].

Una vez rellenados todos los campos, de cada una de las pestañas se pulsa el botón “Cargar potencias contratadas” para pasar los valores a la hoja de cálculo.

Análogamente, para importar los datos de flujos de potencia entre niveles de tensión para cada periodo horario se pulsa el botón “Flujos de potencia”, que activa el formulario de la Figura 20.

Figura 21. Formulario flujos de potencia por niveles de tensión y periodo horario.

Fuente: [6].

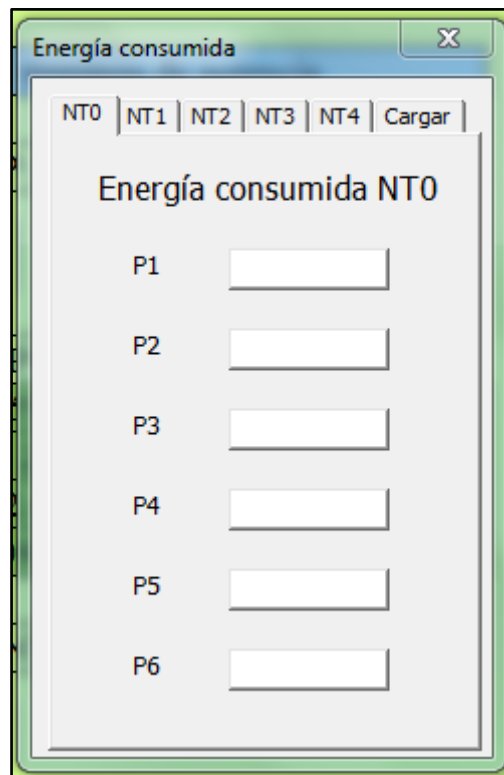
Tras introducir los datos de los flujos de potencia por nivel de tensión tarifario y periodo horario en cada una de las correspondientes pestañas, se pulsa el botón “Cargar flujos de potencia”, para actualizar los valores en la hoja de cálculo.

Tras introducir los datos de potencia contratada y flujos de potencia, en la tabla de los coeficientes alfa aparecen los resultantes de evaluar sus fórmulas con esos valores de potencia contratada y flujos de potencia. Son valores que representan una ponderación del uso de red que cada uno de los niveles de tensión tarifarios por periodo horario, realiza de los niveles de tensión superiores, participando de esta forma en su coste como factor inductor de coste. Es decir, son una ponderación de la participación causal en el coste de los niveles de tensión tarifarios superiores.

El resultado final del Submenú 3 son los costes por nivel de tensión tarifario y periodo horario reasignados según el criterio de causalidad.

Por otra parte, el cálculo de la reasignación de coste de redes de transporte y distribución por criterio de causalidad a recuperar con cargo a los términos de energía es análogo al realizado para los términos de energía. Pero en lugar de introducir la potencia contratada se utiliza la energía consumida, y en lugar de los flujos de potencia se emplean los flujos de energía, tal y como se ha explicado en el “Capítulo 5 de Metodología de cálculo de la CNMC”.

De esta forma, para importar los datos de energía consumida por nivel de tensión y periodo horario, se pulsa el botón de “Energía consumida” que activa el formulario que aparece en la Figura 21.



El formulario 'Energía consumida' tiene una barra superior con pestañas: NT0, NT1, NT2, NT3, NT4 y Cargar. La pestaña NT0 es la activa. Debajo del título 'Energía consumida NT0', hay seis pares de etiquetas y campos de entrada: P1, P2, P3, P4, P5 y P6. Cada etiqueta está a la izquierda de un campo de entrada rectangular.

Figura 22. Formulario energía consumida por niveles de tensión y periodo horario.

Fuente: [6].

Cuando se hayan rellenado todos los campos de datos, en la pestaña “Cargar” que aparece en la Figura 21, se pulsa el botón “Cargar datos de energía consumida”, para actualizar los valores de la hoja de cálculo.

Así mismo, para importar los datos de flujos de energía entre niveles de tensión para cada periodo horario, se pulsa el botón de “Flujos de potencia” que activa el formulario de la Figura 22.

Figura 23. Formulario flujos de energía por niveles de tensión y periodo horario.

Fuente: [6].

Tras rellenar cada uno de los campos, en la pestaña “Cargar” que aparece en la Figura 22, se pulsa el botón “Cargar datos de flujos de potencia”, para actualizar los valores en la hoja de cálculo.

Al cargar los dos formularios de energía consumida y flujos de energía, aparecen en las tablas correspondientes los valores de energía consumida y flujos de energía con los que se calculan los coeficientes alfa de ponderación de uso de red correspondientes a los términos de energía. Por último, la aplicación de dichos coeficientes a los costes de transporte y distribución por nivel de tensión y periodo horario a recuperar con cargo a los términos de energía da como resultado la reasignación final de los costes de redes a recuperar con cargo a los términos de energía, resultado final del *Submenú 4*.

En conclusión, el Submenú 4 de Criterio de causalidad da como resultado el coste final reasignado por criterio de causalidad a recuperar con cargo a los términos de potencia y con cargo a los términos de energía.

### 7.3.5. Submenú final. Peajes resultantes de las redes de transporte y distribución

El submenú final tiene como variables de entrada los costes finales por periodo horario de cada nivel de tensión, reasignados por criterio de causalidad, a recuperar con cargo a los términos de potencia y a recuperar con cargo a los términos de energía.

Para obtener los términos unitarios de facturación de potencia se divide entre las correspondientes potencias contratadas previstas por periodo horario de cada nivel de tensión para el ejercicio/año de cálculo.

Análogamente, para obtener los términos unitarios de facturación de energía se divide entre las correspondientes energías consumidas previstas por periodo horario de cada nivel de tensión para el ejercicio/año de cálculo.

Estos valores de potencia contratada prevista y energía consumida prevista se deben introducir para efectuar el cálculo mencionado.

Para importar los datos de potencia contratada prevista, se pulsa el botón “Potencia contratada prevista”, que activa el formulario de la Figura 23.

El formulario se titula "Potencia contratada prevista" y tiene una pestaña activa "NT0". En la parte superior, hay una barra de pestañas con "NT0", "NT1", "NT2", "NT3", "NT4" y un botón "Cargar". El contenido principal del formulario es un título "P. contratada prevista NT0" seguido de seis pares de etiquetas "P1" a "P6" y campos de entrada rectangulares.

Figura 24. Formulario de potencia contratada prevista por periodo horario de cada nivel de tensión.

Fuente: [6].

Cuando se han rellenado cada uno de los campos de periodos horarios de cada una de las pestañas de niveles de tensión, en la pestaña “Cargar” se pulsa el botón de “Cargar P. contratada prevista” para importar los valores a la correspondiente tabla de la hoja de cálculo.

Análogamente a los términos de potencia, se pulsa el botón “Energía consumida prevista” que activa el formulario de la Figura 24, y se cargan los datos de energías consumidas previstas por periodo horario de cada nivel de tensión.

Figura 25. Formulario de energía consumida prevista por periodo horario de cada nivel de tensión.

Fuente: [6].

Finalmente, aparecen en las últimas tablas de la aplicación, los términos de potencia y de energía de los peajes resultantes de aplicar la metodología de cálculo de la CNMC. En la Figura 25 se muestra como ejemplo el resultado final de los términos unitarios de potencia de los peajes de transporte y distribución para el ejercicio de 2014.

| Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución (€/kW) |         |         |        |         |        |        |
|--|---------|---------|--------|---------|--------|--------|
|  | P1      | P2      | P3     | P4      | P5     | P6     |
| BT*  | 11,3647 | 5,9215  | 3,3947 | 2,5642  | 0,2973 | 2,5193 |
| 6.1TD  | 14,9350 | 10,2530 | 8,6739 | 11,9054 | 0,6723 | 0,5010 |
| 6.2TD  | 11,5963 | 6,9371  | 6,4197 | 4,2670  | 0,4929 | 0,3778 |
| 6.3TD  | 8,5828  | 5,1964  | 4,1455 | 2,8161  | 0,3866 | 0,3717 |
| 6.4TD  | 9,9324  | 5,9579  | 3,9156 | 2,3962  | 0,5003 | 0,4589 |

Figura 26. Términos unitarios de potencia de los peajes de transporte y distribución con datos del ejercicio de 2014 visualizados en la aplicación. Fuente: [6].

### 7.3.6. Informe de peajes resultantes de las redes de transporte y distribución

Una vez obtenidos los resultados de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de la electricidad, la aplicación informática tiene la opción de visualizar un informe que recoge de manera clara cada uno de los resultados de la metodología de cálculo de la CNMC.

En el menú principal, bajo los submenús de importación de datos está el apartado de “Informe de peajes de acceso de transporte y distribución” que se muestra en la Figura 26.

Figura 27. Detalle del apartado de Informe de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.

Fuente: [6].

Los campos de “ejercicio/año”, “calendario” y “caso de estudio”, se deben rellenar pues caracterizan el caso de estudio y aparecen en el informe.

Para ver una vista previa del informe se debe pulsar el botón “Vista previa” de la Figura 26 que hará aparecer el informe correspondiente a los datos que estén cargados en la aplicación informática. Así mismo, de dicho informe se puede imprimir un archivo PDF pulsando el botón “Imprimir PDF” de la Figura 26.

Cabe destacar que para volver al menú principal una vez se ha entrado en el informe no existe un botón, para evitar que aparezca en la impresión del archivo PDF. Para regresar al menú principal, se pulsa en la pestaña de inicio que se encuentra bajo la hoja de cálculo del informe de peajes, como se muestra en el recuadro rojo de la Figura 27.

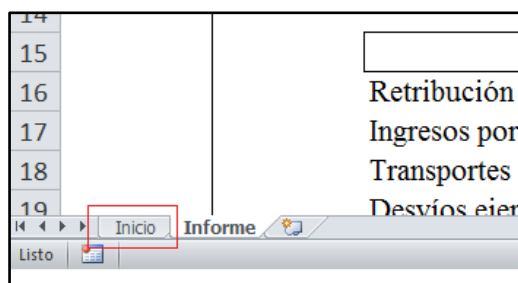


Figura 28. Detalle de pestaña de inicio cuando se ha abierto el informe de peajes. Fuente: [6].

En el menú principal, se pulsa el aspa de la Figura 27 para cerrar la vista previa del informe.

## CAPÍTULO 8. CASOS DE ESTUDIO

La elaboración de los casos de estudio está supeditada a la información disponible. Los datos más actualizados de algunas variables necesarias para aplicar la metodología de la CNMC son los publicados en la Circular 3/2014 de la CNMC y su memoria, por lo que en cada estudio se empleará como base los datos del caso práctico realizado en el Capítulo 6, indicando las variables que se varían.

### 8.1. Caso de estudio 1: Cálculo de los peajes de 2014 considerando 876 horas punta según el calendario de la Circular 3/2014

Para el Caso de estudio 1 se cambia el número de horas punta considerado de 1500 horas (valor inicial de la metodología) a 876 horas (valor objetivo de la metodología), según el calendario de la Circular 3/2014.

En consecuencia, cambia la participación en horas punta por periodo horario de la monótona por nivel de tensión, que es la presentada en la Tabla 54.

|              |    | Nivel de tensión tarifario |     |     |     |     |
|--------------|----|----------------------------|-----|-----|-----|-----|
|              |    | NT0                        | NT1 | NT2 | NT3 | NT4 |
| Periodos (h) | P1 | 425                        | 487 | 487 | 488 | 500 |
|              | P2 | 237                        | 190 | 187 | 185 | 195 |
|              | P3 | 12                         | 115 | 120 | 123 | 109 |
|              | P4 | 11                         | 72  | 77  | 74  | 58  |
|              | P5 | 2                          | 1   | 1   | 1   | 1   |
|              | P6 | 162                        | 11  | 4   | 5   | 13  |

Tabla 54. Distribución por periodo horario de 876 horas según el calendario de la Circular 3/2014.

Fuente: [3].

El número de horas de participación horaria en horas punta por periodo horario y nivel de tensión se introduce en el submenú de discriminación horaria y se obtienen los peajes de las Figuras [29,30].

| Términos unitarios de potencia de los peajes de transporte y distribución (€/kW) |         |         |        |        |        |        |
|--|---------|---------|--------|--------|--------|--------|
|  | P1      | P2      | P3     | P4     | P5     | P6     |
| NT0/BT   | 14,5997 | 6,1451  | 1,8444 | 1,1490 | 0,0413 | 2,3893 |
| NT1  | 19,8624 | 10,3670 | 5,8309 | 7,0899 | 0,0585 | 0,2882 |
| NT2  | 15,5608 | 6,9342  | 4,2752 | 2,5343 | 0,0400 | 0,2038 |
| NT3  | 11,5492 | 5,1555  | 2,7658 | 1,6656 | 0,0303 | 0,2135 |
| NT4  | 13,5229 | 5,8199  | 2,5201 | 1,3193 | 0,0358 | 0,3417 |

Figura 29. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de 2014 para H=873 horas calculados con la aplicación informática. Fuente: [6].



| Términos unitarios de energía de los peajes de transporte y distribución (€/kWh) |         |         |         |         |         |         |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|  | P1      | P2      | P3      | P4      | P5      | P6      |
| NT0/BT   | 0,02738 | 0,01089 | 0,00675 | 0,00407 | 0,00006 | 0,00014 |
| NT1  | 0,02582 | 0,01026 | 0,00641 | 0,00387 | 0,00006 | 0,00013 |
| NT2  | 0,01384 | 0,00543 | 0,00339 | 0,00199 | 0,00003 | 0,00005 |
| NT3  | 0,01122 | 0,00440 | 0,00278 | 0,00159 | 0,00002 | 0,00005 |
| NT4  | 0,01109 | 0,00442 | 0,00258 | 0,00138 | 0,00002 | 0,00007 |

Figura 30. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de 2014 para H=873 horas calculados con la aplicación informática. Fuente: [6].

## 8.2. Caso de estudio 3: Previsión de peajes de 2015

En el “Boletín de indicadores eléctricos de mayo de 2015” de la CNMC se pueden extraer datos actualizados de la potencia contratada por periodo horario de cada nivel de tensión.

| NT  | Potencia contratada por periodo horario de cada NT (MW) |         |         |         |         |         |
|-----|---|---------|---------|---------|---------|---------|
|     | P1  | P2      | P3      | P4      | P5      | P6      |
| NT0 | 141.611   | 141.611 | 141.611 | 141.611 | 141.611 | 141.872 |
| NT1 | 13.423  | 13.689  | 13.844  | 13.937  | 14.061  | 18.644  |
| NT2 | 3.098   | 3.220   | 3.262   | 3.283   | 3.297   | 4.145   |
| NT3 | 1.526   | 1.767   | 1.779   | 1.826   | 1.867   | 2.120   |
| NT4 | 3.704   | 3.990   | 4.164   | 4.291   | 4.316   | 4.867   |

Tabla 55. Potencia contratada de los 12 meses anteriores al 15 de enero por periodo horario de cada nivel de tensión. Fuente: [35], [6].

En el “Informe sobre la liquidación provisional 3/2015” de la CNMC, hay datos actualizados de los costes de transporte y distribución [36], presentados en las Tablas [56,57].

|   |                  |
|---|------------------|
| Coste redes de transporte imputado a los consumidores (miles de €)    | <b>1.615.907</b> |
| <b>Retribución del transporte 2014 (<math>R_{T,2014}</math>)</b>      | <b>1.712.124</b> |
| Retribución anual del transporte                                      | 1.690.555        |
| Incentivo por disponibilidad 2014                                     | 21.569           |
| <b>-Ingresos por peajes de productores (<math>IG_{T,2014}</math>)</b> | <b>-96217</b>    |
| $\pm TSO_{2014}$  | -                |
| $\pm$ Desvíos ejercicios anteriores ( $D_T$ )                         | -                |
| Revisión retribución 2009-2011 ( $DR_T$ )                             | -                |
| Desvíos ingresos de productores ( $DIG_T$ )                           | -                |
| Desvíos peajes de consumidores ( $DIC_T$ )                            | -                |
| DTSO  | -                |

Tabla 56. Costes de transporte previstos para el ejercicio de 2015. Fuente: [35].

|   |                  |
|---|------------------|
| Coste de redes de distribución imputado a los consumidores (miles de €) | 4.951.283        |
| <b>Retribución de la distribución 2014 (<math>R_{D,2014}</math>)</b>    | <b>4.984.764</b> |
| <i>Distribuidores con más de 100.000 clientes</i>                       | 4.655.424        |
| Retribución Distribución  | 4.602.464        |
| Incentivo calidad de servicio 2014                                      | 89.048           |
| Penalización reducción de pérdidas 2014                                 | -36.088          |
| <i>Distribuidores con menos de 100.000 clientes</i>                     | 329.340          |
| <b>-Ingresos por peajes de productores (<math>IG_{T,2014}</math>)</b>   | <b>-33481</b>    |
| <b>±Desvíos ejercicios anteriores (<math>D_D</math>)</b>                | -                |
| <i>Revisión retribución ejercicios anteriores (<math>DR_D</math>)</i>   | -                |
| <i>Desvíos ingresos de productores (<math>DIG_D</math>)</i>             | -                |
| <i>Desvíos por peajes de consumidores (<math>DIC_D</math>)</i>          | -                |

Tabla 57. Costes de distribución previstos para el ejercicio de 2015. Fuente: [36].

Cuando se introducen en la aplicación informática los datos actualizados de retribución de las actividades de transporte y distribución, y de potencia contratada, se obtienen los siguientes resultados de peajes de transporte y distribución:

**Términos unitarios de potencia de los peajes de transporte y distribución (€/kW)**

|        | P1      | P2      | P3      | P4      | P5     | P6     |
|--------|---------|---------|---------|---------|--------|--------|
| NT0/BT | 12,4499 | 6,4621  | 3,7465  | 2,8106  | 0,3265 | 2,6949 |
| NT1    | 27,2067 | 18,5957 | 18,2729 | 12,3802 | 1,2125 | 0,7818 |
| NT2    | 13,4803 | 8,0678  | 7,3768  | 4,9112  | 0,5755 | 0,4280 |
| NT3    | 9,3853  | 5,7810  | 4,5746  | 3,0996  | 0,4254 | 0,4333 |
| NT4    | 11,4650 | 7,1373  | 4,6815  | 2,8950  | 0,6049 | 0,5615 |

Figura 31. Previsión de términos de potencia de los peajes de transporte y distribución para el ejercicio de 2015 calculados con la aplicación informática. Fuente: [6].

**Términos unitarios de energía de los peajes de transporte y distribución (€/kWh)**

|        | P1      | P2      | P3      | P4      | P5      | P6      |
|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| NT0/BT | 0,02162 | 0,01133 | 0,01052 | 0,00714 | 0,00072 | 0,00025 |
| NT1    | 0,02038 | 0,01067 | 0,00998 | 0,00678 | 0,00068 | 0,00024 |
| NT2    | 0,01125 | 0,00595 | 0,00553 | 0,00363 | 0,00040 | 0,00011 |
| NT3    | 0,00912 | 0,00486 | 0,00453 | 0,00291 | 0,00034 | 0,00009 |
| NT4    | 0,00969 | 0,00538 | 0,00476 | 0,00297 | 0,00039 | 0,00011 |

Figura 32. Previsión de términos de energía de los peajes de transporte y distribución para el ejercicio de 2015 calculados con la aplicación informática. Fuente: [6].

## CAPÍTULO 9. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DEL TFG

La elaboración del presente TFG ha comprendido un período temporal de 23 semanas, con una dedicación variable por ocupaciones laborales y académicas, que suma un valor neto de 460 horas.

El desglose de las tareas emprendidas para la realización del TFG se expone en la Tabla 58 con la información correspondiente a su comienzo, duración y fin, en semanas. Así mismo, en la Figura 33 se representa gráficamente, como es habitual en gestión de proyectos, la dedicación temporal de cada una de las actividades respecto al total de tiempo empleado por medio de un Diagrama de Gantt.

| ID | Actividad   | Comienzo | Duración | Fin  |
|----|---|----------|----------|------|
| A  | Investigación: Búsqueda y análisis de información | 0        | 19       | 19   |
| B  | Redacción Capítulo 4                              | 4        | 2        | 6    |
| C  | Redacción Capítulo 5                              | 7        | 2        | 9    |
| D  | Cálculo y redacción capítulo 6                    | 9        | 3        | 12   |
| E  | Formación Excel/Visual Basic                      | 12       | 2        | 15   |
| F  | Programación aplicación informática               | 13       | 3        | 16   |
| G  | Redacción Capítulo 7                              | 16       | 1        | 17   |
| H  | Cálculo casos prácticos/Capítulo 8                | 17       | 1        | 18   |
| I  | Redacción Capítulo 1,2 y 3                        | 18       | 2        | 20   |
| J  | Redacción Capítulo 9/Capítulo 10                  | 20       | 0,5      | 20,5 |
| L  | Redacción conclusiones                            | 20,5     | 0,5      | 21   |
| M  | Otros   | 21       | 2        | 23   |

Tabla 58. Desglose de actividades del Trabajo de Fin de Grado. Fuente: [6].

El desglose horario por actividad de estas las 460 horas de trabajo se expone en la Tabla 59.

| Actividad                             | Nº Horas   |
|---------------------------------------|------------|
| Investigación                         | 330        |
| Redacción de la memoria               | 70         |
| Formación para programar Visual Basic | 20         |
| Programación de la aplicación         | 25         |
| Reuniones y correos con el tutor      | 15         |
| <b>Total de horas de trabajo</b>      | <b>460</b> |

Tabla 59. Desglose horario por actividades de las horas de trabajo del autor. Fuente: [6].

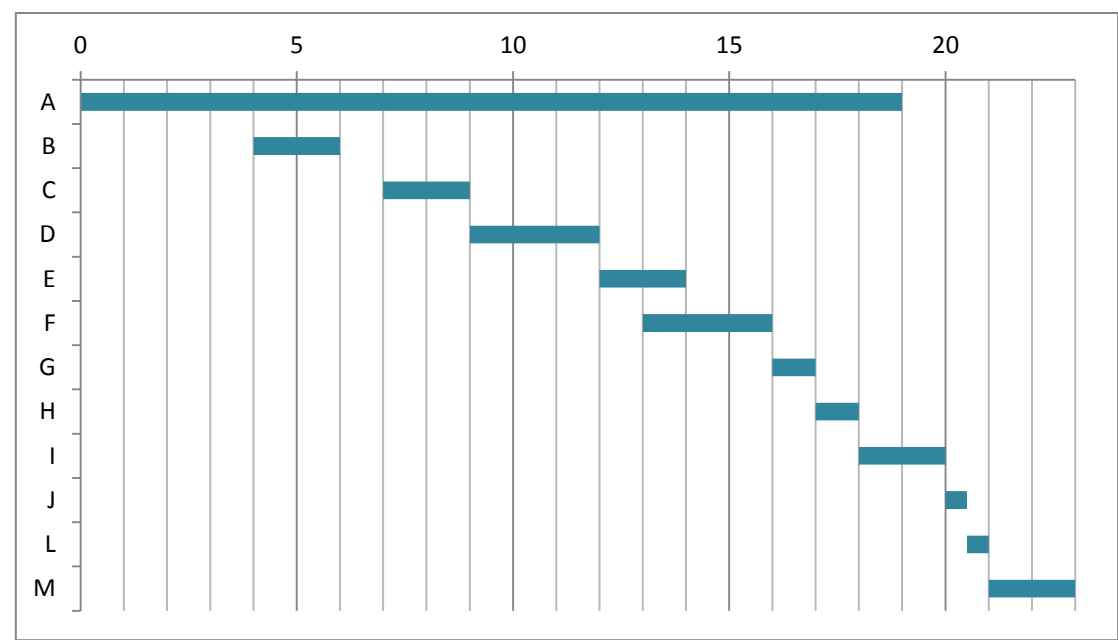


Figura 33. Diagrama de Gantt del cronograma de actividades del TFG. Fuente: [6].

## CAPÍTULO 10. PRESUPUESTO DEL TFG

Los costes derivados de la elaboración del presente Trabajo de Fin de Grado se distinguen en costes de recursos humanos y costes de recursos materiales.

### Recursos humanos

Los costes de recursos humanos se calculan a partir de las horas de trabajo realizadas por el autor, incluyendo las horas de las reuniones con el tutor.

Como se ha referido en el “Capítulo 9 de Cronograma de las actividades del TFG”, el total de las horas de trabajo empleadas en la realización del proyecto asciende a 460 horas.

Considerando como sueldo medio por hora para un ingeniero recién titulado de 12 €/h, el coste de recursos humanos resultante se muestra en la Tabla 60.

| Concepto         | Horas | Coste por hora (€/h) | Coste total (€) |
|------------------|-------|----------------------|-----------------|
| Ingeniero junior | 460   | 12                   | 5520            |

Tabla 60. Coste total de recursos humanos. Fuente: [6].

### Recursos materiales y desplazamientos

Los recursos materiales empleados para la elaboración del proyecto han sido los ordenadores de la Universidad Carlos III de Madrid en cuanto a equipo y la licencia del software Excel 2010, también de dicha universidad, por lo que el coste de estos conceptos ha sido 0 €.

Como los citados recursos materiales se encuentran en la Universidad Carlos III de Madrid, dada la necesidad de asistencia a la universidad cabe considerar el desplazamiento como concepto de coste. El medio de transporte empleado ha sido el transporte público (autobús y tren), al que se ha tenido acceso gracias al pago del abono transporte B1, que tiene un precio mensual de 63,70 €.

Como la duración del proyecto ha sido de 5 meses aproximadamente, el total del coste de desplazamientos asciende a una cuantía de 318,5 €.

El desglose de costes por concepto de coste y el cálculo de coste total se realiza en la Tabla 61.

| Concepto de coste   | Cuantía de coste (€) |
|---------------------|----------------------|
| Recursos humanos    | 5520                 |
| Recursos materiales | 0                    |
| Desplazamientos     | 318,5                |
| <b>TOTAL COSTES</b> | <b>5838,5</b>        |

Tabla 61. Costes de TFG por concepto de coste y cálculo del coste total. Fuente: [6].

## **CAPÍTULO 11. CONCLUSIONES DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO**

### **11.1. Conclusiones técnicas**

Tras la realización del análisis de la metodología de la CNMC para el cálculo de los peajes eléctricos, el cálculo del caso práctico para el ejercicio de 2014 y la programación de una herramienta informática que permita su cálculo para cualquier ejercicio, se consideran satisfechos los objetivos iniciales planteados para el presente TFG.

En conclusión, la metodología de la CNMC es un método de asignación de los costes de redes de transporte y distribución a los peajes de redes para la recuperación íntegra de dichos costes bajo criterios de eficiencia y casualidad.

Como posible futura línea de investigación se plantea realizar estudios de sensibilidad de los peajes de transporte y distribución ante cambios en la demanda eléctrica. Para ello, es necesario conocer el comportamiento de la generación ante aumentos o disminuciones del consumo eléctrico para cada nivel de tensión, pues influye en los flujos de potencia y energía. Por ejemplo, un aumento de la demanda en el nivel de tensión NT1 puede cubrirse mediante la generación en alguno de los niveles superiores o en su propio nivel de tensión, por lo que sería necesario analizar el caso y establecer hipótesis de cobertura de la demanda para realizar un análisis de sensibilidad coherente.

### **11.2. Conclusiones personales**

La realización del presente TFG me ha aportado nuevos conocimientos en el campo de la regulación del sistema eléctrico español y, principalmente, sobre la metodología de asignación de los costes de las redes de transporte y distribución a los peajes eléctricos.

Durante su elaboración, he aprendido a distinguir las fuentes válidas de información para desarrollar un documento desde una perspectiva objetiva y rigurosa. Para ello, he tenido que investigar en numerosos documentos técnicos, de regulación y normativa, por lo que he conseguido familiaridad con el vocabulario correspondiente a mi área de investigación y agilidad a la hora de encontrar los datos buscados.

También he aprendido a programar en Visual Basic y he profundizado en mis conocimientos de Excel para el diseño y la elaboración de la aplicación informática.

Por último, he podido perfeccionar mis habilidades de redacción de documentos técnicos, aprendiendo a especificar adecuadamente la información para favorecer la claridad en su lectura.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- [2] Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. BOE.
- [3] Memoria justificativa de la CNMC de la Circular 3/2014.
- [4] Ley 3/2014, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. BOE.
- [5] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- [6] Elaboración propia.
- [7] (mayo, 2015). Twenergy. Endesa. [Online]  
Url: <http://twenergy.com/a/el-almacenamiento-de-energia-1096>
- [8] (mayo, 2015). Red Eléctrica de España. [Online]  
Url: <http://www.ree.es/es/sostenibilidad/energia-sostenible/calidad-y-seguridad-de-suministro>
- [9] (mayo, 2015). Red eléctrica de España. [Online]  
Url: <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>
- [10] (mayo, 2015). Endesa. [Online]  
Url: [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/)
- [11] (mayo, 2015). Secretaría de energía (ministerio de energía argentino). [Online]  
Url: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=160>
- [12] Avance del informe del Sistema Eléctrico Español 2014. REE.
- [13] Jornadas sobre regulación del sistema eléctrico “El papel del operador del sistema y gestor de la red de transporte de electricidad”. REE. Autor: Luis Atienza Serna.
- [14] (mayo de 2015) Red Eléctrica de España. [Online]  
Url: <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista#>
- [15] (junio de 2015) Demanda en tiempo real. Red Eléctrica de España. [Online]  
Url: <https://demanda.ree.es/demanda.html>
- [16] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

- [17] Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- [18] Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- [19] Directiva 2003/54/CE, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la directiva 96/92/CE
- [20] Directiva europea 2009/72/CE, de 13 de julio, de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la directiva 2003/54/CE.
- [21] Monografía: La actividad del transporte y distribución en la unión europea y calidad del servicio, CNE, 2005. Autor: Luis Maqueda Hernando.
- [22] La nueva Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, UAM. Autora: Lucía López de Castro García-Morato.
- [23] Resumen Ley 24/2013. Energía y sociedad ([www.EnergíaySociedad.es](http://www.EnergíaySociedad.es)).
- [24] Informe del sistema eléctrico español en 2013. REE.
- [25] Artículo 7 de la Ley 3/2014, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. BOE.
- [26] RD 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica. BOE.
- [27] Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014. Artículos 1, 2, 3 y 4.
- [28] RD 9/2013, de 12 de julio, por el que se establecen medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Anexo V.
- [29] Informe de la CNMC sobre los resultados de la liquidación provisional nº14 de 2013 del sector eléctrico.
- [30] RD 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- [31] (febrero de 2015) Ministerio de Industria Energía y Turismo (n.d.). Preguntas frecuentes sobre Energías renovables, cogeneración y residuos; pregunta nº75. Url: <http://www.minetur.gob.es/ENERGIA/ELECTRICIDAD/ENERGIAS-RENOVABLES/Paginas/preguntas-frecuentes.aspx#>



[32] Memoria de la CNMC sobre la propuesta de orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica, de 21 de enero de 2014.

[33] Metodología de asignación de costas a los peajes de acceso eléctricos, de 14 de junio de 2012. Comisión Nacional de la Energía.

[34] El suministro de la electricidad: un equilibrio entre generación y consumo. Red Eléctrica de España (REE).

[35] Boletín de indicadores eléctricos de mayo de 2015. CNMC.

[36] Informe sobre la liquidación provisional 3/2014. CNMC.